



Dominik Möst und Peter Schegner (Hrsg.)

Energiewende Sachsen – Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze

**Beiträge der Abschlusskonferenz
des ENERSAX-Projektes**

EE²



Lehrstuhl für Energiewirtschaft

**Professur für
Elektroenergieversorgung**



Europa fördert Sachsen.
ESF
Europäischer Sozialfonds

Dieses Projekt wurde gefördert durch den Europäischen Sozialfonds – ESF und den Freistaat Sachsen.

Impressum

Herausgeber

Technische Universität Dresden
Fakultät Wirtschaftswissenschaften
Lehrstuhl für Energiewirtschaft
01062 Dresden

Tel.: +49 351 463-33297
Fax: +49 351 463-39763
E-Mail: ee2@mailbox.tu-dresden.de
Internet <http://www.ee2.biz>

ISBN 978-3-86780-446-2

Stand 05/2014

Alle Rechte sind vorbehalten.

Vorwort

Ein wesentlicher Treiber der globalen Energienachfrage ist die Weltbevölkerung, die im Jahr 2011 die Anzahl von 7 Mrd. Menschen überschritten hat und bis zum Jahr 2030 auf ca. 8,5 Mrd. Menschen ansteigen wird.ⁱ Mit der wachsenden Bevölkerung und dem steigenden Energiebedarf pro Einwohner, insbesondere in Schwellen- und Entwicklungsländern, wird von einer weiteren Zunahme des globalen Energiebedarfs ausgegangen. Die internationale Energieagentur rechnet im World Energy Outlook mit einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs von rund 42 % bis zum Jahr 2030, wobei der Anteil der fossilen Energieträger (Kohle, Erdgas, Erdöl) an der Primärenergie mit rund 80 % in der Referenzentwicklung nahezu konstant bleibt.ⁱⁱ Damit einhergehend steigen die erwarteten weltweiten CO₂-Emissionen um knapp 40 %. Um vor den skizzierten Szenarien unter anderem zu einer nachhaltigen Entwicklung beizutragen und um die Chancen von Beschäftigungsmöglichkeiten auf lokaler Ebene (auch durch Exportmöglichkeiten) zu schaffen, hat sich die europäische Union erstmals im Jahr 2001 verbindliche Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien in der Stromversorgung für das Jahr 2010 gesetzt.ⁱⁱⁱ Die Richtlinie 2009/28/EG^{iv} setzt die Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien fort, wobei im Gegensatz zur Richtlinie aus dem Jahr 2001 die Ziele für das Jahr 2020 bezogen auf den Endenergieverbrauch (und nicht nur auf den Stromsektor) vorgegeben sind. Für Deutschland ist in der Richtlinie das Ziel 18 % der Energie aus erneuerbaren Quellen am Endenergieverbrauch im Jahr 2020 gesetzt, wobei im Jahr 2011 bereits 12,5 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt wurden.^v Bereits vor der Katastrophe in Fukushima hat sich die Bundesregierung Ziele zum Ausbau erneuerbarer Energien gesteckt, die dann im Zuge der Diskussionen zur Energiewende verschärft wurden und stärker in die öffentliche Wahrnehmung gerückt sind. Bis 2020 sollen ca. 40 %, bis 2030 50 % und bis 2050 80 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien stammen. In Sachsen basieren gegenwärtig die elektrische Energieerzeugung und der Energieexport zu großen Teilen auf Braunkohle (mit einem Anteil über 80 %). Dies wird sich unter den politischen Rahmenbedingungen mittelfristig ändern. Aus diesen Gründen wird es in den nächsten Jahren aufgrund der politischen Vorgaben zu grundlegenden Veränderungen im Energiesektor auch in Sachsen kommen. Der Anteil erneuerbarer Energien soll von heute knapp 25 % in der Elektrizitätserzeugung auf über 80 % bis 2050 anwachsen. Dies verdeutlicht, dass erneuerbare Energien zukünftig auch die Systemverantwortung tragen müssen. Damit sind zahlreiche Herausforderungen für das Elektrizitätssystem, den Strommarkt und die Elektrizitätsnetze verbunden und

Lösungsansätze sind in allen Bereichen zur besseren Integration von erneuerbaren Energien dringend notwendig.

Vor dem skizzierten Hintergrund adressiert das Projekt „*Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem*“ verschiedene mit der Energiewende verbundene energietechnische und energiewirtschaftliche Fragestellungen in einer interdisziplinären Nachwuchsforschergruppe. Das vorliegende Buch soll einen Überblick über ausgewählte Beiträge zu Herausforderungen und Lösungsansätzen zur Transformation des Energiesystems geben:

Im ersten Beitrag analysiert Hannes Hobbie die Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus Windenergie im Freistaat Sachsen. Die Ergebnisse zeigen, dass das wirtschaftliche Potenzial zwischen ca. 4,3 und 22 TWh je nach genutzten Flächen liegt und dass Mindestabstände zur Wohnbebauung einen erheblichen Einfluss auf die Potenziale haben. Ein momentan diskutierter Mindestabstand in Höhe von 2 km würde den weiteren Ausbau der Windkraft in Sachsen nahezu vollständig zum Erliegen bringen. Entsprechend besteht ein Zielkonflikt zwischen nutzbarem Potential und Beeinträchtigung der Anwohner.

Theresa Müller befasst sich im zweiten Beitrag des Buches mit der Nachfrageseite und dem Demand Side Management Potenzial. Dabei arbeitet sie strukturiert auf, zu welchen Zeiten des Tages welche Lastreduktions- und Lastverschiebepotentiale überhaupt nutzbar sind. Die Analyse der technischen und ökonomischen Charakteristika von Demand Side Management zeigt, dass dieses in Zukunft einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung und zur Reduzierung der Lastspitzen leisten kann.

Welchen Beitrag erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regellenergie liefern können, analysiert Michael Zipf im dritten Beitrag. Dabei geht er insbesondere der Frage nach, wie die Regelleistungsmärkte angepasst werden müssten, damit erneuerbare Energien einen Beitrag leisten können. Er zeigt, dass eine Verkürzung der Auktionszyklen, gepaart mit kürzeren Marktprodukten, wie z.B. stündlichen Produkten, die Integration erneuerbarer Energien in die Strommärkte fördern und eine Teilnahme am Regellenergemarkt ermöglichen kann.

Im vierten Beitrag geht Fabian Hinz der Frage nach, wie sich der Ausbau erneuerbarer Energien auf die Netznutzungsentgelte auswirken wird, welche regionalen Verteilungseffekte sich im Rahmen des EE-Ausbaus ergeben und welche alternativen Möglichkeiten zur Bestimmung der Netzentgelte bestehen. Da die erwarteten Kostensteigerungen bei den Netzentgelten nicht in ursächlichem Zusammenhang mit den speziellen Gegebenheiten des Netzgebietes sondern vielmehr mit den bundesweiten

Ausbauzielen für erneuerbare Energien stehen, besteht der Wunsch nach einer alternativen regionalen Verteilung der Belastungen. In dem Beitrag zeigt Herr Hinz auf, dass eine Vereinheitlichung des Netzentgeltes ein naheliegender und einfach umsetzbarer Lösungsansatz wäre.

Neben der Bereitstellung von Regelenergie (dritter Beitrag) stellt sich auch bei der Blindleistungsbereitstellung die Frage, inwiefern erneuerbare Energien hier einen Beitrag leisten können. Dieser Frage geht Marcus Kreutziger im fünften Beitrag dieses Bandes nach. Um das volle Potenzial ausschöpfen zu können, müssen Anlagen beispielsweise auch Wirkleistungsreduzierungen in Kauf nehmen. Alternativ sind entsprechende Modifizierungen der PQ-Kennlinien zum STATCOM-Verhalten notwendig.

Uwe Schmidt widmet sich im sechsten Beitrag der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Verteilnetze unter dem Einfluss des Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen. Der notwendige Netzausbau der 110-kV-Netze führt in den nächsten Jahren zwangsläufig zu einer Erhöhung der kapazitiven Erdschlussströme und damit zu steigenden Erdschluss-Restströmen. Insbesondere beim Zubau von Kabelanlagen werden deutlich höhere Erdschluss-Restströme zu erwarten sein, was beim zukünftigen Betrieb von Netzen mit Resonanz-Sternpunktterdung zu berücksichtigen ist. Hierzu sind weitere Untersuchungen zu physikalisch abgesicherten Werten von Obergrenzen des Erdschluss-Reststromes notwendig.

Im letzten Beitrag des Buches befasst sich Sebastian Palm mit der ungewollten elektrischen Inselnetzbildung. Die Häufigkeit des Auftretens von (ungewollten) Inselnetzen wird durch den steigenden Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen in der Zukunft zunehmen. Herr Palm zeigt für verschiedene Fälle auf, dass Inselnetze bei allen Arten von dezentralen Erzeugungsanlagen auftreten können, auch wenn die Regelung der dezentralen Anlage nur auf die Abgabe von konstanter Wirk- und Blindleistung abzielt. Da die Entstehung von Inselnetzen im normalen Netzbetrieb heute unerwünscht ist, da u.a. die Spannungsfreiheit nach einer Freischaltung nicht gewährleistet ist, sind entsprechende Anpassungen der Detektionsverfahren vorzunehmen.

Mit den sieben Beiträgen gibt das Buch einen Überblick über ausgewählte Herausforderungen und Lösungsansätze zur Transformation der Elektrizitätsversorgung. Die Herausgeber wünschen eine spannende Lektüre und bedanken sich bei den Autoren der Beiträge, dem Europäischen Sozialfonds und dem Freistaat Sachsen, die das Projekt „Energiewende Sachsen im transnationalen Kontext - Strategien und Lösungsansätze für ein nachhaltigeres Energieversorgungssystem“ in den Jahren 2013 und 2014 finanziell unterstützt haben und somit die Grundlage für die Abschlusskonferenz geschaffen haben.

Zudem geht ein Dank an Anne Kaiser, die dem Manuskript zu einem einheitlichen Aussehen verholfen hat und sich für die Umsetzung eines schnellen Druckes eingesetzt hat.

Dominik Möst & Peter Schegner

ⁱ United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division (2011): World Population Prospects: The 2010 Revision, CD-ROM Edition.

ⁱⁱ International Energy Agency (2011): World Energy Outlook 2011, Paris.

ⁱⁱⁱ Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (Abl. EG Nr. L 283 vom 27.10.2001, S. 22).

^{iv} Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG (Abl. EG Nr. L 140 vom 5.6.2009, S. 16).

^v BMU (2012): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, Abgerufen am 9.10.2012 von http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ee_in_deutschland_graf_tab.pdf

Inhaltsverzeichnis

Hannes Hobbie

Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus Windenergie im Freistaat Sachsen 1

Theresa Müller

Demand Side Management - Eine techno-ökonomische Analyse 13

Michael Zipf

Flexiblere Regelleistungsmärkte – Welchen Beitrag können Erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelleistung liefern? 27

Fabian Hinz

Netznutzungsentgelte – Konzepte und regionale Verteilungseffekte 39

Marcus Kreutziger

Potenziale von 110-kV-Verteilnetzen zur Bereitstellung von Blindleistung 51

Uwe Schmidt

Tendenzen in der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Verteilnetze unter dem Einfluss des Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen 69

Sebastian Palm

Grundlagen der Detektierbarkeit und Detektionsverfahren von Inselnetzen 79

Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus Windenergie im Freistaat Sachsen

Hannes Hobbie

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Hannes Hobbie studierte Wirtschaftsingenieurwesen an der Leibniz Universität Hannover sowie an der Lunds Tekniska Högskola. Seit 2012 ist er Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU Dresden. Fokus seiner Forschung ist die optimale Integration Erneuerbarer Energien auf Grundlage von Potenzial- und modellgestützter Energiesystemanalysen

1 Grundsätzliche Überlegungen zum Potenzialbegriff und Kostenpotenzialkurven für Windenergie

In der Energiesystemanalyse werden dem Begriff Energiepotenziale unterschiedliche Bedeutungen zugeschrieben. Kaltschmitt et al. (2003) unterscheiden das theoretische, technische, wirtschaftliche sowie realisierbare Potenzial. Das *theoretische Potenzial* beschreibt das natürliche physikalische Energieangebot eines Energieträgers in einem definierten Zeitraum (meist ein Kalenderjahr). Bezogen auf den Energieträger Wind berechnet sich das theoretische Potenzial aus der mittleren Windgeschwindigkeit einer Region und beschreibt somit die absolute Obergrenze eines Energiepotenzials. Das *technische Potenzial* bezieht im Gegensatz zum theoretischen Potenzial technologische, strukturelle sowie administrative Restriktionen mit ein. Hierzu zählen zum Beispiel Flächenverfügbarkeiten sowie technologische Effizienzen bei der Umwandlung in elektrische Energie durch die gewählte Turbine. Das technische Potenzial beschreibt somit die unter Berücksichtigung derzeitiger technologischer Möglichkeiten maximale Elektrizitätserzeugung aus Windenergie. Der Beitrag von Windenergie zur Energieversorgung ist jedoch neben den technologischen Möglichkeiten zur Stromerzeugung auch von den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abhängig. Neben der Höhe der notwendigen Investitionen und Betriebskosten von Umwandlungstechnologien wird das *wirtschaftliche Potenzial*, das Gegenstand der weiteren Analysen ist, einerseits durch alternative Bereitstellungsoptionen beeinflusst und variiert im Zeitverlauf. Andererseits ist das wirtschaftliche Potenzial maßgeblich von der gewährten Vergütung abhängig. Die zukünftige Vergütung unterliegt einer hohen Unsicherheit. Daher wird im

Folgenden dieses Beitrages die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 festgelegte und für das Jahr 2013 gültige Vergütungsstruktur als Grundlage der Berechnung herangezogen. Auch wird das wirtschaftliche Potenzial in der Regel nicht vollständig ausgeschöpft, da weitere Barrieren einen Einfluss auf die Nutzung des Potentials haben. Das sogenannte *realisierbare Potenzial* berücksichtigt schließlich diese weiteren Einschränkungen, beispielsweise aufgrund von begrenzten Herstellerkapazitäten von Windturbinen oder aber sozialen Widerständen gegenüber Windprojekten. Da diese Restriktionen nur schwer zu erfassen sind, wird im Folgenden explizit das erschließbare Potenzial nicht abgeschätzt und ausgewiesen.

Um die auf das wirtschaftliche Potenzial wirkenden Unsicherheiten zumindest teilweise zu erfassen, werden im Folgenden *Kostenpotenzialkurven* herangezogen. Kostenpotenzialkurven beschreiben das technische Potenzial an Windenergie in Abhängigkeit ihrer Stromgestehungskosten. Somit kann aus Kostenpotenzialkurven direkt das Potenzial an Windenergie zur Bereitstellung von Elektrizität zu definierten Kosten der Erzeugung abgelesen werden. Die hier ermittelten Potenziale an Windenergie im Freistaat Sachsen berücksichtigen lediglich die Angebotsseite. Herausforderungen und Lösungsansätze der Integration in das Elektrizitätssystem sind weitere Bestandteile des EnerSAX-Projektes.¹

2 GIS-gestützte Ermittlung und Analyse von Freiflächen

Für die Berechnung von Kostenpotenzialkurven für Windenergie im Freistaat Sachsen ist die Ermittlung von Freiflächen zur Installation von Windturbinen notwendig. Hierzu wird eine auf geographischen Informationssystemen (GIS) beruhende Analyse durchgeführt. Wesentlich werden Flächen zur prinzipiellen Eignung von Windenergie durch die Art der Landnutzung bestimmt, die Auskunft über eine generelle Standorteignung gibt. Hierfür wird der Datensatz Corine Landcover (2006) herangezogen. Die folgende Tabelle 1 stellt die in Sachsen vorherrschenden Kategorien der Landnutzung bzw. Bodenbedeckung dieses Datensatzes dar, die grundsätzlich für den Zubau von Windturbinen als geeignet erachtet werden. Eine besondere Rolle spielen Flächen mit Wäldern bzw. waldähnlichem Bewuchs. Ein großer Teil der Waldflächen des Freistaates Sachsen befindet sich im Erzgebirge. Aufgrund der Höhenlage weisen diese in der Regel stärkere Windgeschwindigkeiten auf und verfügen somit über ein großes Potenzial. Allerdings werden Waldflächen häufig von der Nutzung für Windenergie ausgeschlossen (Bofinger et al. 2011). Daher werden diese Waldflächen durch Bildung eines den Referenzfall (Basis-Szenario) ergänzenden

¹ Für einen detaillierteren Einblick in die Analysen zu Potenzialen der Windenergie im Freistaat Sachsen wie auch Photovoltaik und Biomasse siehe Hobbie et al. (2014).

Szenarios (Szenario ‚Wald‘) berücksichtigt, in dem auch ein Zubau von Windturbinen in Wäldern zugelassen wird. Bei der Errichtung von Windturbinen müssen in der Regel

Tabelle 1: Kategorien geeigneter Landnutzung

Nicht bewässertes Ackerland
Obst- und Beerenobstbestände
Wiesen und Weiden
Landwirtschaft mit natürlicher Bodenbedeckung
Natürliches Grasland
Heiden und Moorheiden
Flächen mit spärlicher Vegetation
Laubwald
Nadelwald
Mischwald
Wald-Strauch-Übergangsstadien

Mindestabstände zu Siedlungsflächen eingehalten werden. BMU (2012) weist für Siedlungsflächen in Sachsen einen Mindestabstand von 750-1000 Metern aus, bei Einzelwohngebäuden und Splittersiedlungen werden 300-500 Meter eingehalten. Eine scharfe Trennung zwischen Siedlungsflächen und Einzelwohngebäuden sowie Splittersiedlungen ist bei dem Datensatz Corine Landcover nicht möglich. Aus diesem Grund werden im Referenzfall die Flächen

prinzipieller Eignung für Windenergie um Abstandsflächen um Siedlungsgebiete mit einem Abstand von 500 Metern vermindert.

Zudem werden Flächen prinzipieller Eignung um Schutzgebiete mit Hilfe des Datensatzes World Database on Protected Areas (2013) reduziert. Differenziert werden dabei Schutzgebiete der Kategorie *Nationalpark* sowie *Biotop/Artenschutzgebiet* von Gebieten der Kategorie *Geschützte Landschaft*. Aufgrund genehmigungsrechtlicher Unsicherheiten werden Schutzgebiete der letzteren Kategorie analog zu den Waldgebiets-Szenarien betrachtet. Während bei den zu Grunde liegenden Untersuchungen der Zubau in Nationalparks sowie Biotopen und Artenschutzgebieten durchgängig nicht zugelassen wird (Szenario ‚Min‘), beinhaltet das Szenario ‚Max‘ zusätzlich einen Zubau in Regionen der Kategorie *Geschützte Landschaft*. Sowohl Szenario ‚Min‘ als auch Szenario ‚Max‘ berücksichtigen Abstandsflächen um Schutzgebiete mit einem Abstand von 500 Metern (SMUL 2001). Weiterhin werden Freiflächen um extreme Hanglagen mit einer Steigung größer als 20° mithilfe des digitalen Höhenmodells ASTER (2013) vermindert.²

² ASTER ist ein Produkt der NASA und METI.

3 Ableitung von Kostenpotenzialkurven von Windenergie im Freistaat Sachsen

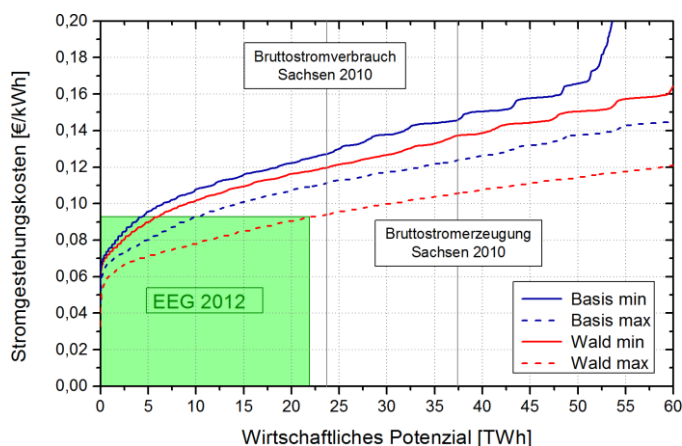
Das technische Potenzial an Windenergie wird wie in Kapitel 1 beschrieben durch die Wahl der Technologie beeinflusst. Für die folgende Kostenpotenzialkurve wird als Referenzturbinen die Windenergieanlage E-82 mit einer installierten Leistung von 2,3 MW des Herstellers Enercon gewählt. Derzeit dominieren in Sachsen Neuanlagen dieser Leistungsklasse (50Hertz 2013a), sodass die Verwendung einer Anlage dieser Leistungsklasse für die Potenzialermittlung als repräsentativ angesehen werden kann. Zudem werden die Ergebnisse mit einer Änderung der Leistungsklasse auf eine 3 MW-Anlage des Herstellers Vestas (V112) sensitiviert. Die folgende Tabelle 2 zeigt die wesentlichen technischen und wirtschaftlichen Parameter, die den Berechnungen zu Grunde liegen.

Tabelle 2: Technische und wirtschaftliche Parameter

Technische Verfügbarkeit	f_a	0,98	Hau 2003, Kaltschmitt et al. 2003, Schmid und Klein 1991
Wirkungsgrad Windpark	f_l	0,9	Hau 2003, Kaltschmitt et al. 2003, Schmid und Klein 1991
Installierte Leistung	$P_{inst} [MW]$	2,3 / 3,0	Enercon 2013 / Vestas
Nabenhöhe	$h [m]$	100 / 120	Enercon 2013 / Vestas
Rotordurchmesser	$d_{Rot} [m]$	82 / 112	Enercon 2013 / Vestas
Abstandsfaktor	k_a	6	Hau 2003
Spezifische Investitionen	$I_0 [EUR/kW]$	1400	Wallasch et al. 2011
Fixe spezifische Betriebskosten	$A_t [EUR/(kW \cdot a)]$	35	Hau 2003, Kaltschmitt et al. 2003, Wallasch et al. 2011
Laufzeit	$n [a]$	20	Kost et al. 2012
WACC	i	0,059	Kost et al. 2012
Steigerung der Betriebskosten	$[\%]$	2	Kost et al. 2012

Zur Berechnung der Energieerträge werden Weibullverteilungen³ der Windgeschwindigkeit in einer räumlichen Auflösung von 200 x 200 Metern vom Deutschen Wetterdienst herangezogen. Die folgende Abbildung 1 stellt die auf Grundlage dieser Parameter berechnete Kostenpotenzialkurve für Windenergie im Freistaat Sachsen bei Verwendung einer Turbinen der Leistungsklasse 2,3 MW dar.

³ Die Weibullverteilung ist eine zweiparametrische Verteilungsfunktion und beschreibt die Häufigkeit von Windgeschwindigkeiten basierend auf realen Wetterdaten aus einem 4-8-jährigen Zeitraum.



<i>Szenario</i>	<i>Wirtschaftliches Potenzial [TWh]</i>
Basis min	4,27
Basis max	9,94
Wald min	5,92
Wald max	21,93

Abbildung 1: Kostenpotenzialkurve bei Verwendung einer 2,3 MW Turbine

Zudem sind der Bruttostromverbrauch (23,697 TWh) sowie die Bruttostromerzeugung (37,431 TWh) Sachsens aus dem Jahre 2010 nach SMWA (2012) sowie die EEG-Vergütung für Strom aus Windenergie nach dem EEG 2012 in Höhe von 9,27 ct/kWh für Anlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2013 abgetragen. Berücksichtigt werden dabei die Anfangsvergütung sowie der Systemdienstleistungsbonus. Das Potenzial zu maximalen Gestehungskosten der EEG-Vergütung (wirtschaftliches Potenzial) variiert zwischen 4,27 TWh und 21,93 TWh und liegt somit unter dem Bruttostromverbrauch. Dieser kann im Referenzfall in der Jahressumme abhängig vom Szenario nur mit maximalen Gestehungskosten durch Nutzung von Anlagen, die mit der EEG-Vergütung nicht wirtschaftlich betrieben werden können (und damit zu Teilen über das wirtschaftliche Potenzial hinaus), zwischen 9,40 ct/kWh und 12,71 ct/kWh gedeckt werden. Einen erheblichen Einfluss hat die Berücksichtigung von Waldflächen auf den Jahresenergieertrag. Wird ein Zubau von Windturbinen in Wäldern bzw. Gebieten mit waldähnlichem Bewuchs zugelassen, so erhöht sich der Jahresenergieertrag deutlich. Noch größer ist die Zunahme des Ertrages bei Berücksichtigung von Schutzgebieten der Kategorie Geschützte Landschaft.

4 Wirtschaftliches Potenzial bei Mindestabständen von 2000 Metern zur Wohnbebauung

Die Vergrößerung von Mindestabständen zur Wohnbebauung sind Bestandteil des gegenwärtigen politischen Diskurses in den Freistaaten Bayern und Sachsen. Hierbei wird eine höhenbezogene Abstandsregelung diskutiert, die einen Mindestabstand um bis zu Faktor zehn der Gesamthöhe einer Windenergieanlage vorsieht.

Zwar wurde in der vorliegenden Analyse eine Turbine mit einer Gesamthöhe von 141 Metern gewählt, gegenwärtig können Anlagen höherer Leistungsklassen jedoch durchaus eine Gesamthöhe von 200 Metern erreichen. Demzufolge ergibt sich bei Anwendung dieser Obergrenze ein Mindestabstand zu bewohnten Siedlungen von 2000 Metern.

Die folgende Abbildung 2 zeigt Kostenpotenzialkurven der Windenergie im Freistaat Sachsen für die Referenzturbinen unter Berücksichtigung von Mindestabständen zur Wohnbebauung von 1000 sowie 2000 Metern.

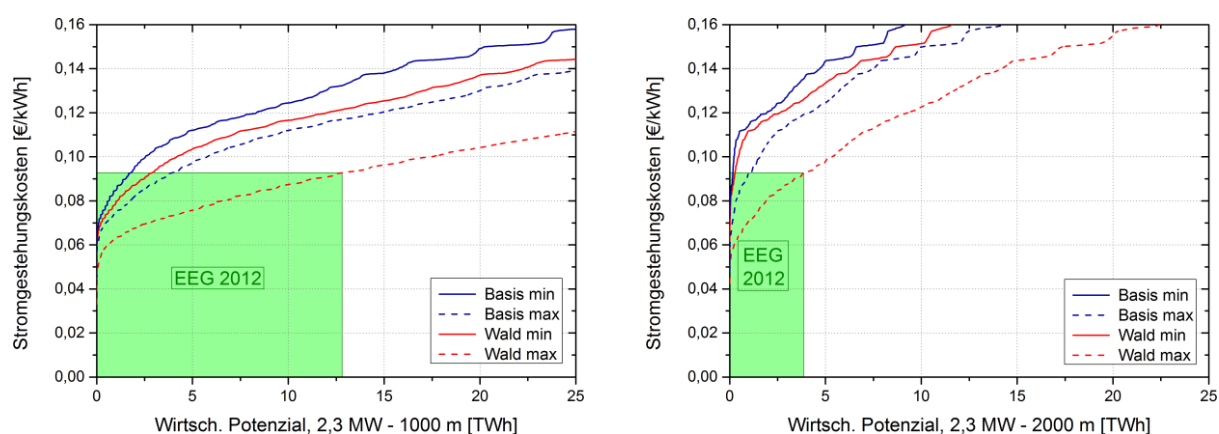


Abbildung 2: Kostenpotenzialkurve im Referenzfall bei Mindestabstand von 1000 und 2000 Metern

Die Vergrößerung des Mindestabstandes zur Wohnbebauung wirkt sich erheblich auf das wirtschaftliche Potenzial aus (siehe Tabelle 3). Bei Erhöhung der Abstände auf 2000 Meter verringert sich das wirtschaftliche Potenzial auf bis zu 0,16 TWh.

Tabelle 3: Wirtschaftliches Potenzial bei Mindestabstand von bis zu 2000 Metern

Szenario	Wirtschaftliches Potenzial [TWh]		
	500 m	1000 m	2000 m
Basis min	4,27	1,76	0,16
Basis max	9,94	3,92	1,01

Die Erhöhung von Mindestabständen hat somit signifikante Auswirkungen auf die weiteren Ausbaumöglichkeiten von Windenergieanlagen in Sachsen. Im Jahre 2012 betrug die elektrische Einspeisung an Windenergie aus EEG-geförderten Windenergieanlagen im Freistaat Sachsen 0,70 TWh (50Hertz 2013b). Wird kein Zubau in Schutzgebieten der Kategorie *Geschützte Landschaft* zugelassen, ist ein weiterer wirtschaftlicher Ausbau gemessen an der EEG-Vergütung bei Inbetriebnahme in 2013 bei Berücksichtigung von

Mindestabständen in Höhe von 2000 Metern im Referenzfall nicht möglich. Die Einführung von Mindestabständen von 2000 Metern würde somit den weiteren Ausbau an Windenergieanlagen nahezu vollständig zum Erliegen bringen.

5 Wirtschaftliches Potenzial bei Erhöhung der installierten Leistung auf 3 MW je Turbine

Der Anlagenbestand in Sachsen ist historisch gewachsen und weist eine Vielzahl unterschiedlicher Leistungsklassen auf. Bei den Neuanschlüssen in den letzten Jahren überwiegen Turbinen mit einer installierten Leistung von etwa 2 MW. Vereinzelt wurden jedoch auch Turbinen mit einer elektrischen Leistung von ca. 3 MW installiert (50Hertz 2013a). Grundsätzlich werden leistungstärkere Turbinen mit einer höheren Nabe verbaut. Hieraus resultieren höhere Belastungen durch Immissionen, sodass tendenziell ein größerer Mindestabstand zur Wohnbebauung eingehalten wird. Aus diesen Gründen wird für die weitere Sensitivierung hinsichtlich der Anlagenleistung je Turbine ein Mindestabstand von 1000 Metern zu Siedlungsflächen gewählt.

Die folgende Tabelle 4 zeigt das wirtschaftliche sowie technische Potenzial an Windenergie im Freistaat Sachsen bei Mindestabständen von 1000 Metern und einer Anlagenleistung von 3 MW. Zum besseren Vergleich wird diesen Ergebnissen das entsprechende Potenzial bei einer installierten Leistung von 2,3 MW gegenübergestellt. Betrachtet wird das Basis-Szenario.

Tabelle 4: Wirtschaftliches und technisches Potenzial bei Mindestabstand von 1000 Metern und installierter Leistung von 3 MW

<i>Szenario (3 MW)</i>	<i>Wirtsch. Potenzial [TWh]</i>	<i>Techn. Potenzial [TWh]</i>
Basis min	22,67	34,69
Basis max	35,51	57,63

<i>Szenario (2,3 MW)</i>	<i>Wirtsch. Potenzial [TWh]</i>	<i>Techn. Potenzial [TWh]</i>
Basis min	1,76	30,49
Basis max	3,92	50,69

Aus den Ergebnissen in Tabelle 4 sind zwei gegenläufige Effekte ersichtlich. Zwar erhöht sich das technische Potenzial bei größerer installierter Leistung je Turbine nur geringfügig,

die Erhöhung der Anlagenleistung bewirkt jedoch einen erheblichen Anstieg des wirtschaftlichen Potenzials. Den Berechnungen liegt eine flächenbezogene Leistungsdichte zu Grunde, die wiederum den Rotordurchmesser je Turbine berücksichtigt, um Abschattungsverluste abhängig vom verwendeten Turbinentyp abzubilden. Aufgrund größerer Abstände zwischen den einzelnen Turbinen ist die kumulierte installierte Leistung bei Verwendung einer 3 MW Turbine (bei konstanter Nutzungsfläche) geringer. Hieraus resultiert ein nur geringfügiger Anstieg des technischen Potenzials. Der starke Anstieg des wirtschaftlichen Potenzials ist mit einer größeren Nabenhöhe sowie einer stärkeren Auslastung der 3 MW Turbine begründet, wie in der folgenden Abbildung 3 skizziert.⁴

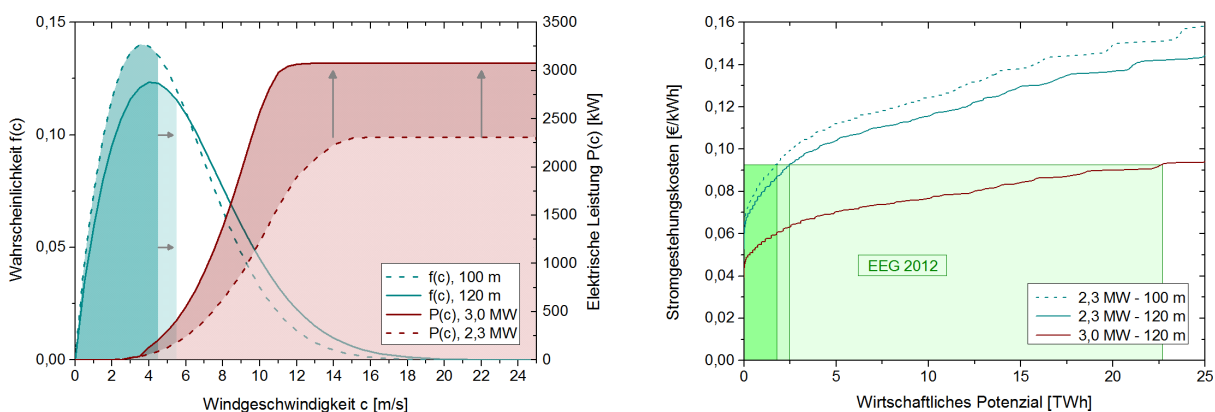


Abbildung 3: Ertragszunahme bei Erhöhung der Anlagenleistung auf 3 MW (Szenario Basis min)

Aufgrund der um 20 Meter erhöhten Nabe der 3 MW Turbine findet ein Leistungsumsatz bei größeren Windgeschwindigkeiten statt. Dargestellt ist dieser Effekt in einer Rechtsverschiebung des Medians der Weibull-Verteilung (Abbildung 4, linke Seite). Hieraus resultiert ein Zuwachs des wirtschaftlichen Potenzials. Um diesen Anstieg zu quantifizieren, wird zunächst das wirtschaftliche Potenzial bei Verwendung der 2,3 MW Turbine und einem Anstieg der Nabenhöhe auf 120 Meter berechnet. Dieses erhöht sich von 1,76 TWh auf 2,47 TWh (40,4% Zuwachs). Ein Vergleich des technischen Potenzials ergibt eine Erhöhung von 6,2%. Die den Ertragszuwachs deutlich übersteigende Zunahme des wirtschaftlichen Potenzials lässt darauf schließen, dass bei der 2,3 MW Turbine die mittlere Geschwindigkeit, die den Übergang zwischen wirtschaftlichem und unwirtschaftlichem Betrieb beschreibt, im Grenzbereich der Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten aller Nutzungsflächen liegt.

Der Anstieg des wirtschaftlichen Potenzials ist maßgeblich durch die höhere installierte Leistung von 3 MW mit einer stärkeren Auslastung bedingt, wie in Abbildung 4 durch die

⁴ Zur besseren Darstellung wurde die Dichtefunktion der Weibull-Verteilung in Abbildung 3 um mehr als 20 Meter Höhenzunahme extrapoliert. Es wurde für diese Darstellung ferner ein konstanter Formparameter gewählt.

Verschiebung der Leistungskennlinie dargestellt. Zwar erhöht sich die Nennleistung von 2,3 MW auf 3 MW um lediglich 30%, jedoch gerade im Bereich niedriger Windgeschwindigkeiten weist die Leistungskennlinie der 3 MW Turbine eine um bis zu Faktor 2,3 höhere elektrische Leistung auf, was mit einer besseren Auslastung und somit höheren Volllaststunden einhergeht. Aufgrund dieser stärkeren Auslastung liegt der Grenzbereich zwischen wirtschaftlichem und unwirtschaftlichem Betrieb im Bereich niedrigerer mittlerer Windgeschwindigkeiten. Die folgende Abbildung 5 zeigt die Häufigkeitsverteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten der im Basis-Szenario ermittelten Nutzungsflächen. Eingezeichnet sind zudem die Grenzbereiche zwischen unwirtschaftlichem und wirtschaftlichem Betrieb auf Grundlage der getroffenen Annahmen zu den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen.

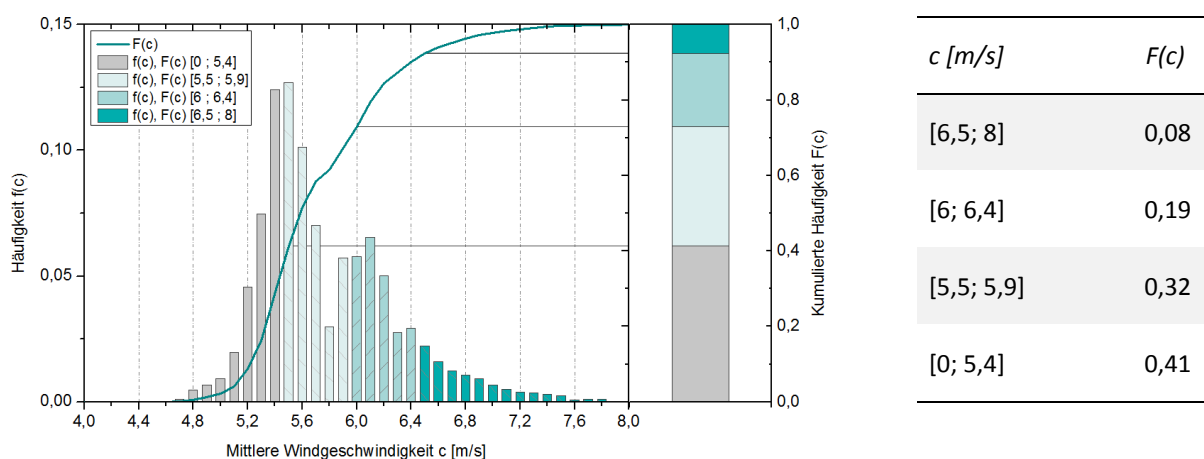


Abbildung 4: Häufigkeitsverteilung mittlerer Windgeschwindigkeiten im Basis-Szenario

Zum besseren Vergleich wurden die Windgeschwindigkeiten in Abbildung 4 auf 120 Meter Höhe extrapoliert, was der Nabenhöhe der 3 MW Turbine entspricht. Die Grenzgesehwwindigkeit, bei der die 2,3 MW Turbine elektrische Energie zu Stromgestehungskosten von 9,27 ct/kWh generiert, liegt bei etwa 6,5 m/s. Aufgrund der besseren Auslastung der 3 MW Turbine, generiert diese im vorliegenden Modell elektrische Energie zu Gestehungskosten in Höhe der EEG-Vergütung bei etwa 5,5 m/s. Trotz gleicher mittlerer Windgeschwindigkeiten können die Gestehungskosten aufgrund unterschiedlicher Formparameter der Verteilungsfunktion an den einzelnen Standorten leicht abweichen, so dass diese angegebenen mittleren Windgeschwindigkeiten lediglich als Orientierung dienen.

Deutlich zu erkennen ist, dass der Grenzbereich bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s im Randbereich der Verteilung liegt. Eine Verringerung dieser Geschwindigkeit führt zu einem exponentiellen Anstieg der kumulierten Häufigkeit. Im

Intervall [6,5; 8] beträgt die kumulierte Häufigkeit insgesamt 0,08. Die Verringerung der mittleren Windgeschwindigkeit auf 5,5 m/s führt zu einem Anstieg der kumulierten Häufigkeit auf 0,59 (im Intervall [5,5; 8]). In Summe führt dies zu einem starken Anstieg des wirtschaftlichen Potenzials.

6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Die hier durchgeführte Analyse zeigt, dass der Freistaat Sachsen über große Potenziale hinsichtlich der Erzeugung von Elektrizität aus Windenergie verfügt. Gegenstand der vorliegenden Analyse ist das wirtschaftliche Potenzial, das auf Grundlage gegenwärtiger wirtschaftlicher und technischer Rahmenbedingungen der Erzeugung berechnet wird. In welchem Maße dieses Potenzial ausgeschöpft werden kann, ist jedoch von vielen weiteren Faktoren, wie etwa regulatorischen sowie sozialen und politischen Entwicklungen abhängig, sodass die hier dargestellten Ergebnisse als gegenwärtige techno-ökonomische Obergrenze auf der Erzeugungsseite angesehen werden können.

Abhängig vom gewählten Szenario und bei Verwendung einer Windturbine der Größenordnung 2,3 MW liegt das wirtschaftliche Potenzial zwischen 4,27 und 21,93 TWh. Ein Vergleich dieses Potenzials mit dem Bruttostromverbrauch aus dem Jahr 2010 des Freistaates Sachsen in Höhe von 23,697 TWh zeigt, dass (in Summe) die Windenergie im Freistaat Sachsen einen höheren Beitrag zur Bedarfsdeckung an elektrischer Energie leisten könnte⁵.

Neben den in den verschiedenen Szenarien berücksichtigten unterschiedlichen Kategorien der Landnutzung hat auch die Wahl der Turbine einen erheblichen Einfluss auf das wirtschaftliche Potenzial. Zwar vergrößert sich das technische Potenzial aufgrund größerer einzuhaltender Mindestabstände zwischen einzelnen Turbinen bei Verwendung einer Turbine mit 3 MW Leistung nur geringfügig. Eine verbesserte Auslastung dieser Turbinen steigert das wirtschaftliche Potenzial jedoch erheblich.

Einen starken gegenläufigen Effekt zeigt die Erhöhung von Mindestabständen der Turbinen zur Wohnbebauung. Aus der gegenwärtig diskutierten höhenbezogenen Regelung kann bei Verwendung leistungsstärkerer Turbinen ein Mindestabstand von bis zu 2000 Metern resultieren. Die Erweiterung der Mindestabstände auf 2000 Meter hat jedoch erhebliche Auswirkungen auf das Potenzial an Windenergie. In dem hier

⁵ Allerdings sind hierbei auch die Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem zu berücksichtigen, d.h. insbesondere welche Herausforderungen für das Elektrizitätssystem durch die volatile und dargebotsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energien besteht. Dies ist nicht Gegenstand dieses Beitrages.

betrachteten Referenzfall würde eine derartige Regelung einen weiteren Ausbau von Windenergie im Freistaat Sachsen nahezu vollständig zum Erliegen bringen.

7 Literaturverzeichnis

50Hertz (2013a): *EEG-Anlagenstammdaten (aktueller Stand)*. Abgerufen am 22.02.2014 von http://www.50hertz.com/cps/rde/xchg/trm_de/hs.xml/165.htm?rdeLocaleAttr=de&&rdeCOQ=SID-5883D434-FAB308E5

50Hertz (2013b): *EEG Jahresabrechnung*. Abgerufen am 08.11.2013 von <http://www.50hertz.com/de/166.htm>

BMU (2012): *Bund-Länder Initiative Windenergie. 01. Februar 2012*. Abgerufen am 15.12.2012 von <http://www.bmu.de/bmu/parlamentarische-vorgaenge/detailansicht/artikel/ueberblick-zu-den-landesplanerischen-abstandsempfehlungen-fuer-die-regionalplanung-zur-ausweisung-von-windenergiegebieten/>

Bofinger, S., Callies, D., Scheibe, M., Saint-Drenan, Y.-M., & Rohrig, K. (2011): *Potenzial der Windenergienutzung an Land*. Berlin: Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.).

CORINE Land Cover (2009): CLC2006. Umweltbundesamt, DLR-DFD.

Hau, E. (2003): *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit* (3. Ausg.). Berlin, Heidelberg, New York, London, Paris, Tokyo: Springer.

Hobbie, H., Schippers, V., Zipf, M., & Möst, D. (2014): *Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen*. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350>. Schriften des Lehrstuhles für Energiewirtschaft, TU Dresden.

IUCN und UNEP-WCMC (2013): *The World Database on Protected Areas (WDPA)*, Cambridge, UK: UNEP-WCMC. Abgerufen am 11.01.2013 von www.protectedplanet.net

Kaltschmitt, M., Wiese, A., & Streicher, W. (2003): *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. (W. Streicher, Hrsg.) Berlin, Heidelberg, New York: Springer.

Kost, C., Schlegel, T., Thomsen, J., Nold, S., & Mayer, J. (2012): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE.

NASA Land Processes Distributed Active Archive Center (LP DAAC) (2013): ASTER GDEM. USGS/Earth Resources Observation and Science (EROS) Center, Sioux Falls, South Dakota. Von USGS/Earth Resources Observation and Science (EROS) Center.

- Schmid, J., & Klein, H. (1991): Performance of European Wind Turbines - A Statistical Evaluation from the European Wind Turbine Database EUROWIN. London, New York: Elsevier Applied Science.
- SMUL (2001): *Leitfaden zur Genehmigung von Windkraftanlagen im Freistaat Sachsen*. Freistaat Sachsen - Staatsministerium für Umwelt und Landwirtschaft.
- SMWA (2012): *Energiedaten 2010*. Abgerufen am 30. April 2013 von Freistaat Sachsen - Publikationen: <https://publikationen.sachsen.de/bdb/artikel/16471>
- Wallasch, K., Rehfeldt, K., & Wallasch, J. (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Varel: Deutsche WindGuard.

Demand Side Management - Eine techno-ökonomische Analyse

Theresa Müller

Dipl.-Ing. Theresa Müller ist seit April 2012 wissenschaftliche Mitarbeiterin am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der TU Dresden. Zuvor studierte sie an der Brandenburgisch Technischen Universität in Cottbus Wirtschaftsingenieurwesen mit der Vertiefung Energieversorgung. Die Forschungsschwerpunkte von Frau Müller sind die Modellierung von Elektrizitätsmärkten im Hinblick auf die Systemintegration der erneuerbaren Energien mit Hilfe von Flexibilitätsoptionen (wie z.B. Energiespeicher, Netze oder Demand Side Management).

1 Einleitung

Die Struktur des heutigen Kraftwerksparks, bestehend aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken, ist historisch gewachsen, um die Stromnachfrage jederzeit zu minimalen Gesamtkosten bedienen zu können. Durch den Ausbau erneuerbarer Energien (EE), steigt der Anteil der fluktuierenden Stromerzeugung im Elektrizitätssystem. Den Einfluss, den dieser Ausbau auf das Elektrizitätssystem und vor allem auf den Kraftwerkseinsatz hat, verdeutlicht eine Betrachtung der Residuallast. Diese ergibt sich aus der stündlichen Nachfrage abzüglich der EE-Einspeisung. Sortiert man die stündlichen Werte eines Jahres in absteigender Reihenfolge, erhält man die Residuallastdauerlinie. Eine exemplarische Residuallastdauerlinie ist in Abbildung 1 für einen EE-Anteil von 20 %, 60 % und 75 % dargestellt. Der Kurvenverlauf ändert sich mit steigender EE-Einspeisung. Ab einem gewissen EE-Anteil, kommt es zu einem Angebotsüberschuss und die Residuallast wird negativ. Die Anzahl der Stunden mit negativer Residuallast, die negative Spitze und der Angebotsüberschuss steigen mit dem EE-Ausbau (vgl. Teil B in Abbildung 1). Im Gegensatz dazu ändert sich trotz steigender EE-Einspeisung das Niveau der positiven Residuallastspitze kaum (vgl. Teil A in Abbildung 1). Demzufolge ist nur ein kleiner Teil der EE-Mengen während Zeiten mit hoher Nachfrage verfügbar. Aus diesem Grund werden Spitzenlastkraftwerke bzw. Back-Up-Kapazitäten benötigt, um die Nachfrage jederzeit decken zu können. Die Anzahl der Stunden, in denen diese Kraftwerke zum Einsatz kommen, sinkt jedoch (Teil A in Abbildung 1). Der EE-Ausbau führt somit

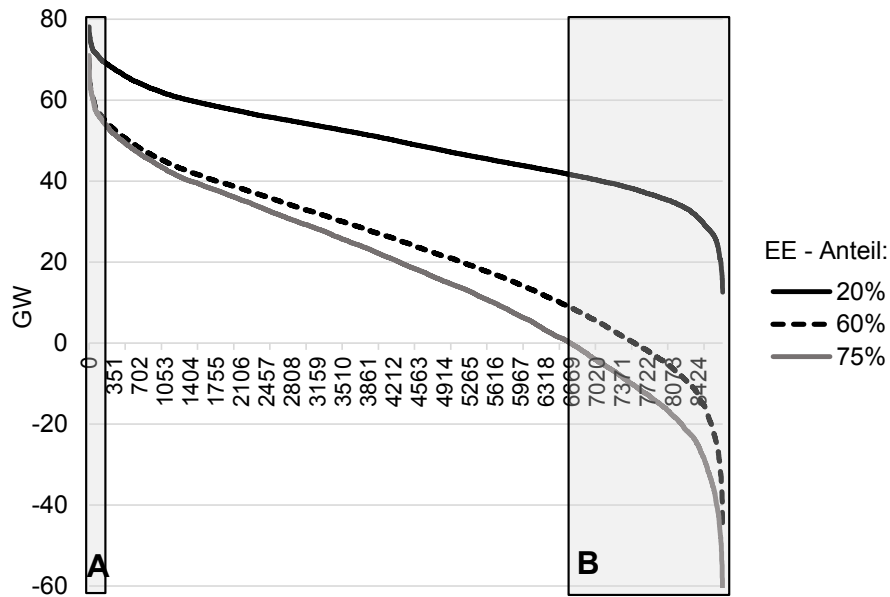


Abbildung 1: Exemplarischer Residuallastverlauf für Deutschland bei einem EE-Anteil von 20 %, 60 % und 75 % an der Gesamterzeugung

zu Überkapazitäten im Strommarkt. Diese können reduziert werden, indem die Nachfrage flexibilisiert wird. Dies kann zum einen durch Lastverschiebung erfolgen. Dabei wird die Nachfrage, je nach Marktsituation oder EE-Angebot, zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt verschoben. Zum anderen können manche Verbraucher bei mangelndem EE-Dargebot abgeschaltet werden, ohne die Last später nachzuholen. Diese Maßnahme wird als Lastabwurf bezeichnet. Eine Kappung der Nachfragespitze führt zu einem geringeren Bedarf an Back-Up-Kapazitäten. Dadurch nimmt die Auslastung der restlichen Kraftwerke zu. Des Weiteren kann mit Hilfe von Lastverschiebung die Menge an Überschussstrom reduziert werden, indem sich die Nachfrage dem EE-Angebot anpasst. Dadurch werden die installierten EE-Anlagen besser genutzt und der Anteil der EE an der Stromerzeugung kann erhöht werden. Insgesamt kann Demand Side Management (DSM) somit zu einer höheren Auslastung der konventionellen und regenerativen Erzeugungsanlagen führen. Dies wirkt sich positiv auf die Systemkosten aus und erhöht die Versorgungssicherheit.

Der tatsächliche Nutzen von DSM für das Elektrizitätssystem hängt letztendlich jedoch von dem verfügbaren Potenzial, den technischen Restriktionen und den Kosten ab. Um abschätzen zu können, welchen Beitrag DSM zur Systemintegration der EE leisten kann, werden diese Aspekte im Folgenden näher untersucht. Zunächst wird das DSM-Potenzial für Deutschland anhand einer Literaturrecherche aufgezeigt. Daraus wird das zeitlich verfügbare Potenzial anhand eigener Berechnungen abgeleitet. Im dritten Teil dieses Beitrags werden die wesentlichen technischen Restriktionen aufgezeigt und diskutiert. Die

Kosten für DSM werden im Kapitel 4 näher betrachtet. Die wesentlichen Ergebnisse werden in Kapitel 5 zusammengefasst.

2 Potenziale für Demand Side Management in Deutschland und zeitliche Verfügbarkeit

In den vergangenen Jahren wurden verschiedene Studien veröffentlicht, in denen das technische DSM-Potenzial für Deutschland ermittelt wurde (Apel et al. 2012; dena 2010; Klobasa 2007). Die Ergebnisse der Studien weichen voneinander ab (vgl. Abbildung 2), da verschiedene Anwendungen betrachtet wurden und die Datenlage unterschiedlich ist. Alle Studien haben jedoch gemein, dass das Potenzial im Haushaltssektor am höchsten und im Industriebereich am niedrigsten ist. Das mittlere DSM-Potenzial über alle Studien liegt bei ca. 32 GW. Das entspricht etwa 40 % der Lastspitze im Jahr 2012. Diese betrug 74,5 GW (ENTSO-E 2012). Deutschland verfügt demzufolge über ein hohes DSM-Potenzial. Allerdings weisen alle Studien das absolute Potenzial aus, das unabhängig von der Tages- und Jahreszeit ist. Lediglich Apel et al. (2012) weisen für den Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungs- (GHD) sowie Haushaltssektor unterschiedliche Werte für Sommer und Winter aus.

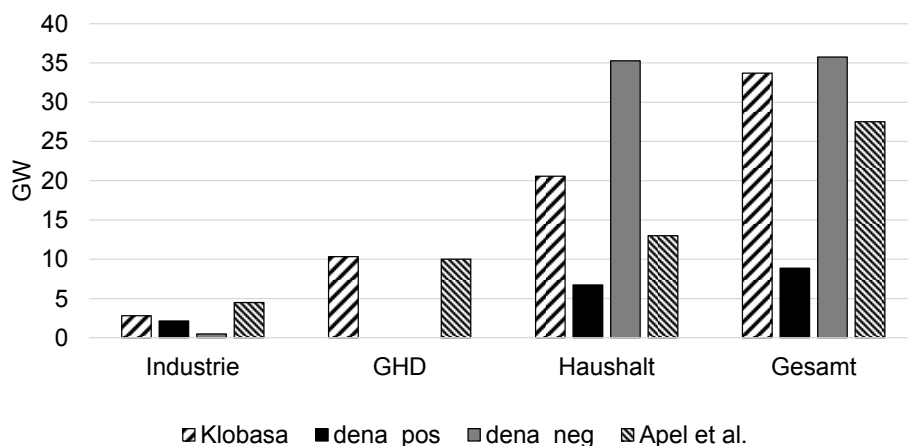


Abbildung 2: Technisches DSM Potential für Deutschland aus verschiedenen Studien (Daten: Apel et al. (2012), dena (2010), Klobasa (2007))¹

Das DSM-Potenzial ergibt sich aus der Summe einzelner Anwendungen, die zur Lastverschiebung oder –abschaltung genutzt werden können. In den Studien wurden die wichtigsten für jeden Sektor identifiziert. Diese sind in Tabelle 1 dargestellt. In der Industrie wird aufgrund der hohen Kapitalkosten eine hohe Auslastung der Anlagen

¹ Dena (2010) weist ein positives (dena_pos) und ein negatives Potenzial (dena_neg) aus. Dieses orientiert sich am Regelenergiemarkt. Daher entspricht das negative Potenzial der Lasterhöhung und das positive Potenzial der Lastsenkung.

angestrebt. Die Laständerung wird vor allem durch eine Reduzierung der Leistungsaufnahme (entweder durch Abschalten der Anlage oder durch Fahren im Teillastbetrieb) erreicht (Klobasa 2007). Die energieintensive Industrie verfügt somit vor allem über Potenzial zum Lastabwurf². Die Produktionsprozesse laufen in der Regel kontinuierlich und sind weder von der Tages- bzw. Wochenzeit, noch von der Außentemperatur abhängig. Eine Ausnahme bildet die Zementindustrie. Die Zementmühlen werden vor allem an Wochenenden und in der Nacht betrieben³. Darüber hinaus steht die Produktion im Winter, aufgrund geringerer Absatzmöglichkeiten im Baugewerbe, zeitweise still (Apel et al. 2012).

Tabelle 1: Auswahl von DSM-Anwendungen je Sektor (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils (2014) und Klobasa (2007))

Sektor	Anwendung	Zeitabhängig	Temperaturabhängig	
Industrie	Aluminiumelektrolyse	-	-	Lastabwurf
	Chlorelektrolyse	-	-	
	Elektrolichtbogenofen	-	-	
	Holzstoffherstellung (Papier)	-	-	
	Zementmühle	Saison, Tageszeit, Wochentag	-	
GHD und Haushalt	Kühlen/Gefrieren	Saison, Tageszeit	-	Lastverschiebung
	Warmwasserbereitung	Tageszeit, Wochentag	+	
	Nachtspeicherheizung	Tageszeit	+	
	Belüftung	Tageszeit, Wochentag	+	
	Klimaanlage	Tageszeit, Wochentag	+	
	Wärmepumpe	Tageszeit	+	
	Waschen/Trocknen	Tageszeit	+	

Im Gegensatz zur Industrie können Anwendungen im GHD- und Haushaltssektor ihre Nachfrage auf einen früheren oder späteren Zeitpunkt verschieben. Ihre Verfügbarkeit hängt zudem von der Tageszeit, vom Wochentag oder der Außentemperatur ab (siehe Tabelle 1). Die zeitliche Verfügbarkeit der einzelnen Anwendungen determiniert somit das

² Industrieunternehmen, die nicht im 3-Schichtbetrieb und am Wochenende arbeiten, können ggf. die Produktion in andere Zeiten verlagern. In diesem Fall würde man von Lastverschiebung und nicht von Lastabwurf sprechen.

³ Die Produktion der Zementmühle kann von den übrigen Prozessschritten zeitlich entkoppelt werden, da Speicher vor- und nachgelagert sind. Um Differenzen zwischen Peak- und Offpeak-Strompreisen sowie vergünstigte Netzentgelte durch eine atypische Betriebsweise ausnutzen zu können, wird der Betrieb der Zementmühle in die Nacht und auf das Wochenende verlagert (Apel et al. 2012).

verfügbare DSM-Potenzial in dem jeweiligen Sektor. Bei der Berechnung des tatsächlich verfügbaren Potenzials müssen somit die Profile der einzelnen Anwendungen berücksichtigt werden.

Für die zeit- und temperaturabhängigen Anwendungen wurden Verfügbarkeitsprofile, basierend auf den technischen Restriktionen und der Nachfrage, berechnet. So wurde beispielsweise bei Nachtspeicheröfen angenommen, dass diese ohne Lastmanagement in der Zeit von 22 Uhr am Abend und 6 Uhr am Morgen laden. Zudem hängt der Stromverbrauch von der Außentemperatur ab. Unterschreitet die Außentemperatur 8°C, liegt die Ladeleistung bei 100 %. Diese nimmt linear bis 40 % bei 15°C ab. Sobald die Außentemperatur 15°C übersteigt, heizt der Nachtspeicherofen nicht mehr. An diesen Tagen benötigt die Nachtspeicherheizung somit keinen Strom und das DSM-Potenzial ist Null. Dies ist vor allem in den Sommermonaten der Fall.

In gleicher Weise wurde das Verfügbarkeitsprofil für alle DSM-Anwendungen berechnet und mit den Potenzialen von Klobasa (2007) multipliziert. Dadurch wird ersichtlich, zu welchem Zeitpunkt welches Potenzial zur Verfügung steht. In Abbildung 3 werden die Ergebnisse für einen exemplarischen Tag im Januar, Mai und August aufgeschlüsselt nach Sektoren dargestellt. Es wird deutlich, dass das verfügbare DSM-Potenzial sowohl tageszeitlichen, als auch saisonalen Schwankungen unterliegt. Dies ist auf das Nachfrageprofil der einzelnen Anwendungen zurückzuführen. Während das Potenzial im Industriesektor nahezu jederzeit verfügbar ist, schwankt das Potenzial im GHD- und Haushaltssektor stark. Im GHD-Sektor ist das Lastverschiebungspotenzial tagsüber im Sommer, aufgrund der Klima- und Belüftungsanlagen, am höchsten. Im Gegensatz dazu verfügt der Haushaltssektor nachts im Winter über das höchste Potenzial. Dabei wurde nur das Potenzial von Nachtspeicheröfen, Wärmepumpen sowie Kühl- und Gefriergeräten berücksichtigt. Der Haushaltssektor verfügt zudem über ein hohes Lastverschiebungspotenzial durch die Anwendungen Waschen, Trocknen und Spülen (Apel et al. 2012; dena 2010). Diese wurden in den Analysen jedoch vernachlässigt, da sie stark vom Verbraucherverhalten und deren Bereitschaft zur Laständerung abhängt. Die Herleitung eines typischen Lastprofils und des tatsächlich verfügbaren Potenzials wäre daher mit zahlreichen Unsicherheiten behaftet.

Abbildung 3 veranschaulicht, wie stark die Verfügbarkeit des DSM-Potenzials im GHD- und Haushaltssektor variiert und von welchen Anwendungen dies jeweils abhängt. Eine Prognose der Nachfrageentwicklung ist schwierig, da sich z.B. die Marktpenetration von Technologien ändern kann. Kommt es beispielsweise zu einem verstärkten Ausbau von Wärmepumpen, erhöht sich entsprechend das Lastverschiebe-Potenzial, das diese

Technologie bereitstellen könnte. Die Höhe des verfügbaren DSM-Potenzials hängt somit von der Penetration der jeweiligen Anlagen und der damit verbundenen Stromnachfrage ab und kann variieren. Die prinzipielle Struktur ändert sich jedoch kaum. D.h. das Verfügbarkeitsprofil, wie es in Abbildung 3 dargestellt ist, kann je nach Annahmen in der Höhe des jeweiligen Potenzials variieren, während sich die Struktur nur geringfügig ändert.

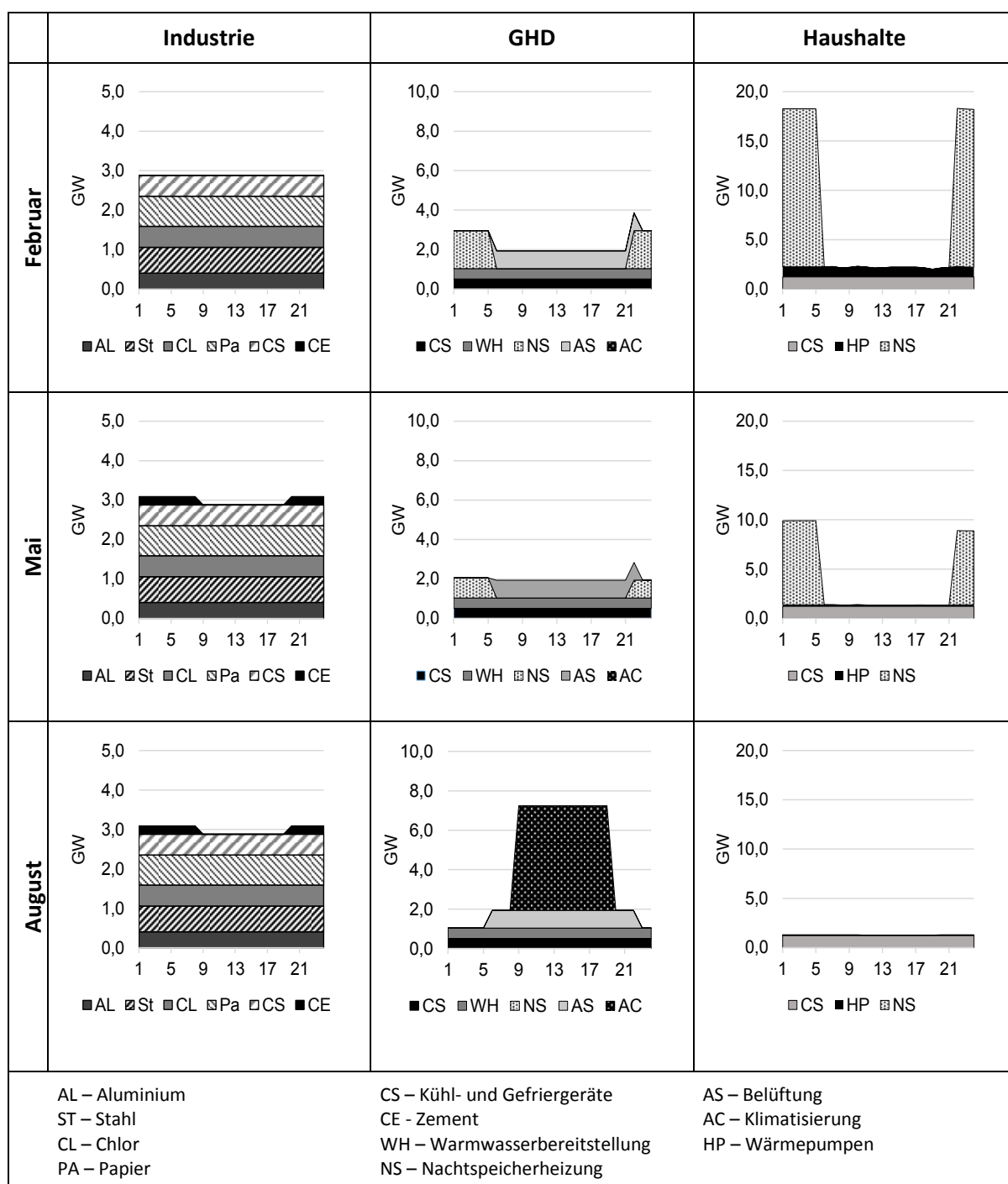


Abbildung 3: Verfügbares DSM-Potenzial aufgeschlüsselt nach Sektoren

Am Beginn des Kapitels wurde gezeigt, dass das DSM-Potenzial in Deutschland ca. 40 % der Lastspitze im Jahr 2012 entspricht. Daher stellt sich die Frage, ob das gesamte DSM-Potenzial in Zeiten hoher Nachfrage zur Verfügung steht. Der Stromverbrauch ist in Deutschland im Winter in den Morgen- und Abendstunden am größten. Das maximale DSM-Potenzial steht jedoch in den Nachtstunden zur Verfügung (vgl. Abbildung 3). Dementsprechend kann nur ein Teil des DSM-Potenzials zur Reduzierung der Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden genutzt werden. Zudem ist der Bedarf zur Nachfragereduzierung in den Nachtstunden gering. Daher ist es fraglich, ob das DSM-Potenzial, das in dieser Zeit zur Verfügung steht, vollständig ausgeschöpft werden kann und ob es in vollem Maße benötigt wird.

Neben der Glättung von Lastspitzen kann DSM zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Einspeisung genutzt werden. Hierfür wird die Nachfrage in Zeiten verschoben, in denen das EE-Angebot hoch ist. Die PV-Einspeisung ist beispielsweise im Sommer am Tag am höchsten. In dieser Zeit ist das Potenzial zur Lastreduzierung bzw. -verschiebung ebenfalls am größten (vgl. Abbildung 3). Jedoch ist während diesen Stunden der Bedarf zur Lastreduzierung gering, da PV-Anlagen Strom erzeugen. Dieses Beispiel verdeutlicht noch einmal, dass die zeitliche Verfügbarkeit des DSM-Potenzials und der Bedarf auseinander fallen können. Dadurch kann das verfügbare Potenzial ggf. nicht komplett ausgeschöpft werden. Grote et al. (2013) haben in Modellrechnungen für Europa für das Jahr 2020 festgestellt, dass lediglich 47 % des Lastsenkungs- und 18 % des Lasterhöhungspotenzials tatsächlich eingesetzt werden. Dies zeigt, dass die Verfügbarkeit der DSM-Anwendungen entscheidend für den Einsatz von DSM und den Nutzen für das Gesamtsystem ist. Ebenso wird deutlich, dass die Leistungsfähigkeit von DSM überschätzt wird, wenn lediglich das maximale, zeitunabhängige Potenzial betrachtet wird.

3 Technische Restriktionen

Die wichtigsten technischen Restriktionen von DSM sind die zeitliche Verfügbarkeit (vgl. Kapitel 2), die Zugriffsdauer und die Verschiebedauer. Die Zugriffsdauer gibt an, wie lange die Last einer Anwendung reduziert oder unterbrochen werden kann. Der maximale Zeitraum, in dem diese nachgeholt werden muss, wird in diesem Beitrag als Verschiebedauer bezeichnet. Um die jeweiligen Größen besser einordnen zu können, wird DSM im Folgenden mit Spitzenlastkraftwerken (am Beispiel von Gasturbinen) und mit Energiespeichern (am Beispiel von Pumpspeicherkraftwerken (PSW)) verglichen. Mit Hilfe von Lastabwurf kann beispielsweise die Lastspitze begrenzt werden, wodurch der

Bedarf an Back-Up-Kapazitäten sinkt. Somit steht der Einsatz von Lastabwurf in Konkurrenz zu Spitzenlastkraftwerken, wie z.B. Gasturbinen. Sowohl Energiespeicher als auch Lastverschiebung können zum Ausgleich der fluktuierenden Energieerzeugung genutzt werden. Deshalb werden beide Technologien im Folgenden miteinander verglichen. Dadurch kann abgeschätzt werden, welchen Beitrag DSM zur Systemintegration der EE und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Zukunft leisten könnte.

Die Zugriffs- und Verschiebedauer hängen von der DSM-Anwendung ab. Bei Anwendungen der energieintensiven Industrie, die v.a. zum Lastabwurf genutzt werden, liegt die Zugriffsdauer bei drei bis vier Stunden (vgl. Abbildung 4). Im Gegensatz dazu ist die Zugriffsdauer von Kraftwerken nicht begrenzt. Diese können jederzeit und über einen längeren Zeitraum Strom erzeugen. Demzufolge können DSM-Anwendungen nur kurzfristige Engpässe der EE-Einspeisung überbrücken, während Gasturbinen auch längere Windflauten ausgleichen können.

Die Zugriffsdauer von Anwendungen zur Lastverschiebung variieren stark. Sie liegen zwischen einer und zwölf Stunden (vgl. Abbildung 5). Als Vergleich wird die maximale Entladezeit für das größte Pumpspeicherwerk in Deutschland (Goldisthal) in Abbildung 5 dargestellt⁴. Dies verdeutlicht, dass DSM-Anwendungen ebenso wie Speicher in der Lage sind, EE-Schwankungen über einen längeren Zeitraum auszugleichen. Wird jedoch die Verschiebedauer betrachtet, wird deutlich, dass diese im Gegensatz zu Speichern begrenzt ist. Speicher können Energie über einen längeren Zeitraum speichern, wohingegen DSM-Anwendungen die Last lediglich über wenige Stunden verschieben können (vgl. Abbildung 6).

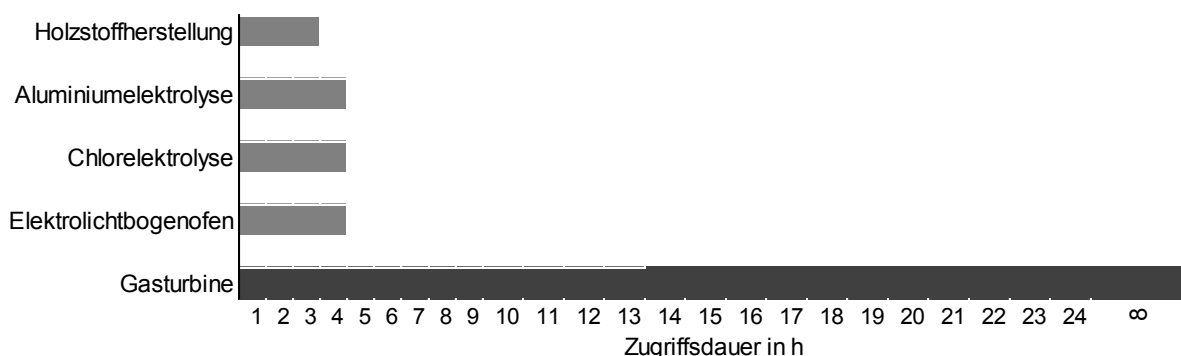


Abbildung 4: Zugriffsdauer für Anwendungen zum Lastabwurf und im Vergleich zu einer Gasturbine (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils (2014) und Klobasa (2007))

⁴ Das PSW Goldisthal könnte 8h Strom erzeugen, wenn das obere Speicherbecken einmal komplett entleert wird.

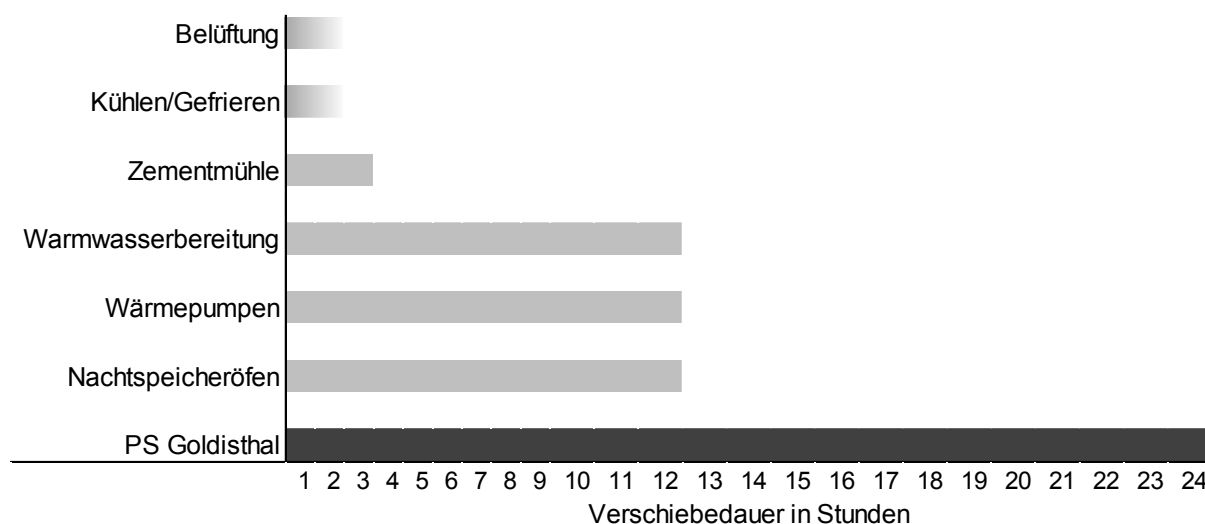


Abbildung 5: Zugriffsdauer für Anwendungen zur Lastverschiebung im Vergleich zum Pumpspeicherwerk Goldisthal (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils (2014) und Klobasa (2007))

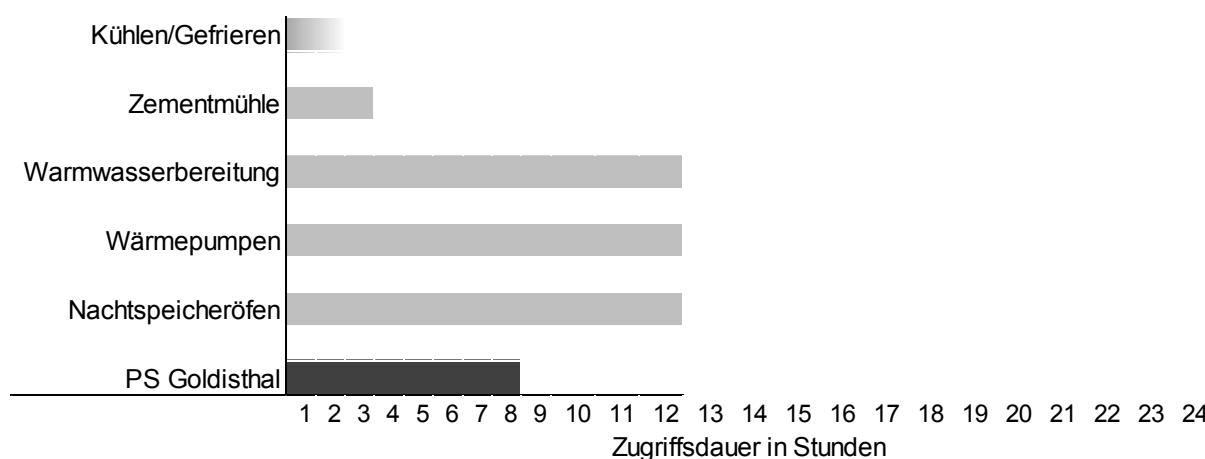


Abbildung 6: Verschiebedauer für Anwendungen zur Lastverschiebung im Vergleich zum Pumpspeicherwerk Goldisthal (Eigene Darstellung in Anlehnung an Gils (2014) und Klobasa (2007))

4 Kosten für Demand Side Management

Für den Einsatz von DSM-Anwendungen sind, neben den technischen Restriktionen, vor allem deren Kosten entscheidend. DSM-Kosten lassen sich in Initialisierungskosten und Aktivierungskosten unterscheiden (siehe Abbildung 7). Die Initialisierungskosten setzen sich aus Investitionen und jährlichen Fixkosten zusammen. Investitionen fallen einmalig bei der Erschließung des technischen Potenzials an. Dazu gehören beispielsweise Kosten für die Modernisierung der Zählerinfrastruktur (z.B. durch die flächendeckende Installation

von Smart Metern im Haushaltsbereich), der Kommunikationstechnik (z.B. Installationskosten für die Datenübertragungstechnik) und der (zentralen) Steuerungstechnik. Darüber hinaus müssen Stromversorger ggf. das Abrechnungswesen modernisieren und neue Software beschaffen (Klobasa 2007).

Die jährlichen Fixkosten sind unabhängig vom tatsächlichen Einsatz einer DSM-Anwendung. Hierzu zählen beispielsweise die Kosten zur Datenübertragung zwischen Stromverbraucher und zentraler Leitstelle. Des Weiteren haben Stromversorger einen höheren Aufwand bei der Programmbetreuung und dem Programmmanagement, wie z.B. aufwändigere Abrechnungsprozesse oder Kundengewinnung/Marketing, wodurch weitere Kosten anfallen.

Investitionen	Jährliche Fixkosten	Variable Kosten
<ul style="list-style-type: none"> • Installation von <ul style="list-style-type: none"> – Messtechnischen Einrichtungen – (Automatischer) Regelungstechnik – Kommunikationstechnik • Modernisierung Abrechnungswesen beim Stromversorger 	<ul style="list-style-type: none"> • Informationskosten • Transaktionskosten • Steuerungskosten • Laufende Kosten für Lastmanagementprogramme 	<ul style="list-style-type: none"> • Opportunitätskosten für Produktionsausfall oder -verschiebung • Speicherverluste • Sonstige variable Kosten • Komforteinschränkungen • Zusätzliche Personal-, Material- oder Wartungskosten
Initialisierungskosten		Aktivierungskosten

Abbildung 7: Kosten für Demand Side Management (Eigene Darstellung in Anlehnung an dena (2010) und Klobasa (2007))

Im Gegensatz zu den Initialisierungskosten fallen Aktivierungskosten erst an, wenn Last verschoben oder abgeschaltet wird. Dies sind die variablen Kosten der DSM-Maßnahmen. In der energieintensiven Industrie zählen hierzu vor allem die Opportunitätskosten für Produktionsausfall oder -verschiebung. Eine Reduktion der Stromnachfrage führt in den meisten Unternehmen zu einer Abschaltung oder Verschiebung des gesamten Produktionsprozesses. Daraus können zusätzliche Personal- oder Materialaufwände sowie ein Absatzrückgang resultieren. Die Erlöse, die durch den DSM-Einsatz generiert werden können, müssen daher die hieraus entstehenden Kosten bzw. entgangenen Gewinne kompensieren. Die Aktivierungskosten im GHD- und Haushaltssektor resultieren vor allem aus Komforteinschränkung und Speicherverlusten. Diese müssen ggf. durch Ausgleichszahlungen oder einen höheren Strombezug kompensiert werden.

Abbildung 7 verdeutlicht, dass bei der Nutzung von DSM nicht nur Kosten beim Stromverbraucher, sondern auch für das gesamte System anfallen. Die Höhe hängt von den

individuellen technischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Verbrauchers, konjunkturellen Einflüssen sowie den Strombezugskosten des Stromkunden ab (Klobasa 2007). Die Initialisierungs- und Aktivierungskosten der einzelnen DSM-Anwendungen können sich erheblich unterscheiden. In Tabelle 2 werden diese für Lastabwurf und Lastverschiebung aggregiert dargestellt⁵. Lastabwurf ist vor allem in der energieintensiven Industrie und Lastverschiebung im GHD- und Haushaltssektor möglich. Aus dieser sektoralen Aufteilung resultieren die Unterschiede zwischen den Kosten für Lastabwurf und –verschiebung. Die Investitionen sind bei der Lastverschiebung verhältnismäßig gering, da ein Großteil der energieintensiven Unternehmen bereits über ein Energiemanagementsystem verfügt. Im Haushaltssektor sind hingegen hohe Investitionen in Mess-, Regelungs- und Kommunikationstechnik nötig, um das technische Potenzial zu erschließen. Bei den variablen Kosten verhält es sich genau umgekehrt (vgl. Tabelle 2). Diese sind für die Lastverschiebung vernachlässigbar gering. Für Lastabschaltung sind diese jedoch sehr hoch, weil durch eine Aktivierung direkt in den Produktionsprozess eingegriffen wird. Daraus resultierende Zusatzkosten und Gewinneinbußen müssen kompensiert werden.

Tabelle 2: Kosten für Demand Side Management im Vergleich zu Gasturbinen und Pumpspeicherkraftwerken (Daten: dena (2010) und Schröder et al. (2012))

		Gasturbine	DSM Lastabwurf	DSM Last- verschiebung	PSW
Variable Kosten	[€/MWh]	~ 90	500 - 1000	~ 0	0 - 10
Fixkosten	[€/kW]	12 - 20	< 1	25 - 65	11 – 24
Investitionen	[€/kW]	375 - 650	1 - 20	40 - 1200	850 - 1600

Die Aktivierungskosten für Lastabwurf übersteigen die variablen Kosten für den Einsatz von Gasturbinen. Demzufolge ist es günstiger Strom über eine Gasturbine zu erzeugen, anstatt die Nachfrage zu reduzieren. Aus diesem Grund würde diese DSM-Maßnahme in einem Markt mit Überkapazitäten nicht zum Einsatz kommen. Treten hingegen Engpässe im Markt auf, die ggf. den Bau neuer Kraftwerke erfordern, ändert sich die Konkurrenzsituation zwischen diesen Optionen. Die Investitionen für neue Gasturbinen sind höher, als die zur Erschließung des technischen Lastabwurfpotenzials. Somit ist es aus Systemsicht günstiger, dieses Potenzial zu erschließen und zu nutzen, anstatt in neue

⁵ Eine detaillierte Übersicht der einzelnen Kostenparameter je DSM-Anwendung befindet sich in dena (2010).

Kraftwerke zu investieren. Der Bedarf an zusätzlichen Back-Up-Kapazitäten sinkt somit durch die Nutzung des Lastabwurfpotenzials.

Die Lastverschiebung steht hingegen in Konkurrenz zu Energiespeichern, da beide Optionen zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung genutzt werden können. In Deutschland werden vor allem Pumpspeicherkraftwerke genutzt, um Preisdifferenzen am Strommarkt auszunutzen. Aus diesem Grund wird diese Technologie im Folgenden als Vergleichsgröße herangezogen. Sowohl die Aktivierungs- als auch die Initialisierungskosten verhalten sich bei beiden Optionen ähnlich. So sind die variablen Kosten im Vergleich zu den fixen und investitionsabhängigen Kosten vernachlässigbar gering. Die Grenzkosten beider Optionen sind hingegen nicht null, sondern hängen von Preisdifferenzen im Strommarkt ab. PSW laden beispielsweise nachts und entladen tagsüber, weil der Strompreis in der Nacht in der Regel geringer ist als am Tag. Ähnlich ist der Anreiz zur Lasterverschiebung. So wird die Nachfrage in Stunden verschoben, in denen der Strompreis niedriger ist. PSW profitieren somit von Preisdifferenzen zwischen Base- und Peaktime. Die Verschiebedauer von DSM-Anwendungen ist hingegen auf wenige Stunden begrenzt. Somit können diese nur von Preisdifferenzen profitieren, die zwischen wenigen Stunden auftreten. Die Preisdifferenzen zwischen wenigen Stunden sind jedoch geringer, als die zwischen Tag- und Nachtzeiten (vgl. Abbildung 8). Demzufolge sind die Erlösmöglichkeiten für DSM-Anwendungen am Day-Ahead-Markt geringer als für PSW. Die Initialisierungskosten unterscheiden sich hingegen kaum (siehe Tabelle 2). DSM-Anwendungen müssen somit häufiger zum Einsatz kommen, um profitabel zu sein. Durch den EE-Ausbau kann es zukünftig zu höheren Preisdifferenzen zwischen einzelnen bzw. wenigen Stunden kommen. Dadurch kann auch der Einsatz von DSM-Anwendungen attraktiver werden.

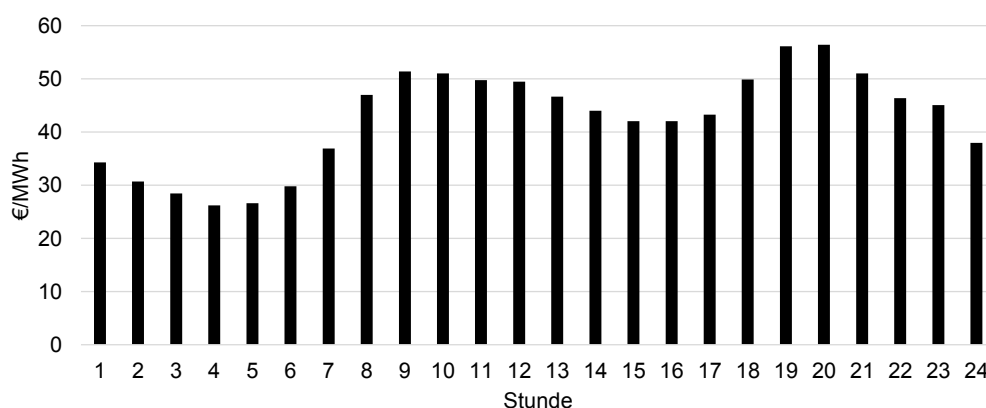


Abbildung 8: Stündlich gemittelter Strompreisverlauf in 2012 (Daten: EPEX SPOT (2012))

5 Zusammenfassung und Fazit

Durch den EE-Ausbau steigt der Bedarf an Flexibilität im System, um auf die schwankende Einspeisung reagieren zu können. Einen Beitrag könnte DSM leisten, indem die Nachfrage in Schwachlastzeiten oder in Zeiten mit hohem EE-Angebot verschoben wird. Dadurch können EE-Überschüsse minimiert und der Anteil der EE an der gesamten Stromerzeugung erhöht werden. Des Weiteren können Nachfragespitzen vermieden und dadurch der Bedarf an Back-Up-Kapazitäten reduziert werden. In Summe können durch eine Flexibilisierung der Nachfrage sowohl die Auslastung der konventionellen als auch der erneuerbaren Anlagen verbessert werden. Dies kann zu einer Senkung der Systemkosten und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit führen.

Verschiedene Studien zeigen, dass Deutschland über ein hohes DSM-Potenzial verfügt. Die tatsächliche Verfügbarkeit hängt jedoch von der Tages- und Jahreszeit ab. Das höchste DSM-Potenzial ist im Winter in der Nacht verfügbar. Im Sommer ist hingegen das Lastreduktionspotenzial am Tag am größten. Der Bedarf zur Lastreduktion ist aufgrund der Nachfragestruktur jedoch im Winter in den Morgen- und Abendstunden und zur Lasterhöhung in den Sommermonaten am Tag am höchsten. Somit können der Bedarf zur Lasterhöhung oder -reduzierung und die DSM-Verfügbarkeit zeitlich auseinander fallen. DSM-Prozesse können demzufolge nur einen Teil der Lastspitze glätten und nur begrenzt die EE-Überschüsse ausgleichen. Des Weiteren ist das DSM-Potenzial verfügbar, wenn es nicht zwingend benötigt wird. Folglich kann es volkswirtschaftlich sinnvoll sein, nicht das komplette DSM-Potenzial zu erschließen, zumal die Nutzung und Erschließung mit z.T. hohen Kosten verbunden ist. DSM-Kosten werden in diesem Beitrag in Aktivierungs- und Initialisierungskosten unterteilt. Die Höhe hängt von der DSM-Anwendung ab. Die Aktivierungskosten sind beim Lastabwurf verhältnismäßig hoch und bei der Lastverschiebung vernachlässigbar gering. Bei den Investitionen verhält es sich genau umgekehrt. Im Haushaltssektor sind diese sehr hoch, weil derzeit die Infrastruktur fehlt, um entsprechende Geräte zur Laststeuerung zu nutzen. In der energieintensiven Industrie sind die Investitionen hingegen gering, da viele Unternehmen bereits über Energiemanagementsysteme verfügen. Die Aktivierungskosten des Lastabwurfs in der energieintensiven Industrie übersteigen jedoch die variablen Kosten der Spitzenlastkraftwerke. Somit wird das Potenzial in einem Markt mit Überkapazitäten nicht benötigt bzw. nicht genutzt. Wenn es jedoch zu Erzeugungsengpässen kommt, ist es kostengünstiger Lastabwurfpotenziale zu nutzen, anstatt neue Spitzenlastkraftwerke zu bauen.

Die Analyse der technischen und ökonomischen Charakteristika von DSM hat gezeigt, dass dieses in Zukunft zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung und zur Reduzierung der Lastspitze genutzt werden kann. Der Bedarf und tatsächliche Einsatz von DSM hängt jedoch von dessen zeitlicher Verfügbarkeit und von konjunkturellen Einflüssen sowie der jeweiligen Situation am Strommarkt ab.

6 Literaturverzeichnis

Apel, R. et al. (2012): Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.

Frankfurt am Main: s.n.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025.

Berlin: s.n.

ENTSO-E (2012): *Consumption data*. Abgerufen im Juli 2013 von www.entsoe.eu

EPEX SPOT (2012): EPEX SPOT DE-AT (Phelix) Stunden. s.l.:s.n.

Gils, H. C. (2014): Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy* (67), S.1-18.

Grote, F., Drees, T., Budke, J. & Moser, A. (2013): *Einfluss des Demand Side Management auf den Kraftwerkseinsatz in Europa*. et - *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63(12), S. 32-36.

Klobasa, M. (2007) : Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Diss., Karlsruhe: s.n.

Schröder, A. et al. (2012): Current and Prospective Costs for Electricity Generation - Background Paper for the Project "Modeling the Energy Transformation" and other modeling exercises.

Berlin: s.n.

Flexiblere Regelleistungsmärkte – Welchen Beitrag können Erneuerbare Energien zur Bereitstellung von Regelleistung liefern?

Michael Zipf

Michael Zipf hat an der TU Dresden Wirtschaftsingenieurwesen studiert und 2012 seinen Abschluss als Master of Science erlangt. Seit 2012 ist er als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU Dresden tätig. Seine Themenschwerpunkte sind modellgestützte Analysen zu nationalen und internationalen Regelleistungsmärkten.

1 Grundsätzliche Überlegungen zur Regelleistungsmärkten

Der Anteil an der Bruttostromerzeugung durch Erneuerbare Energien hat im Zuge der Energiewende in Deutschland zugenommen, wohingegen konventionelle Kraftwerke, wie z.B. Gaskraftwerke, einen abnehmenden Anteil zu verzeichnen haben. Diese Entwicklungen werden sich in der Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit fortsetzen, da die klimapolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung einen steigenden Anteil an Erneuerbaren Energien voraussetzen (BMUB 2014).

Für einen stabilen und sicheren Betrieb der elektrischen Versorgung ist Regelleistung notwendig, welche dafür sorgt, dass kurzfristige Schwankungen der Netzfrequenz abgefangen werden. In Deutschland wird die Regelleistung größtenteils von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. In einem Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil an Erneuerbaren Energien stellt sich die Frage, welche Erzeugungseinheiten in der Zukunft die Regelleistung erbringen können, wenn der Anteil an konventionellen Kraftwerken ab- und gleichzeitig der Bedarf an Regelleistung zunimmt.

Prinzipiell können die Erneuerbaren Energien, Windenergie und Photovoltaik, Regelleistung erbringen. Dies wurde von technischer Seite detailliert in den Studien des Fraunhofer IWES (2014) und der dena (2014) untersucht. Allerdings schwanken die Leistungspotenziale der Erneuerbaren Energien über den Tagesverlauf und sind mit Prognosefehlern behaftet. Die aktuelle Ausgestaltung des Regelleistungsmarktes schreibt vor, dass die zu erbringende Leistung über einen Zeitraum von mindestens 4 Stunden

(Minutenreserve) bis zu 168 Stunden (Primärregelleistung) zu gewährleisten ist. Dies ist für die Erneuerbaren Energien aufgrund ihres dargebotsabhängigen Charakters allerdings nicht möglich.

Daher wird in dieser Arbeit untersucht, wie der Regelleistungsmarkt umgestaltet werden müsste, damit Erneuerbare Energien an diesem Markt teilnehmen können. Zudem wird der ökonomische Nutzen dieser Umgestaltung quantifiziert.

2 Der Regelleistungsmarkt

In Deutschland werden drei Arten der Regelleistung unterschieden: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve. Dabei sind die Märkte hinsichtlich der technischen Anforderungen wie auch der Marktausgestaltung unterschiedlich. Eine Übersicht über die wesentlichen Unterschiede ist in Tabelle 1 dargestellt. Die Preisbildung auf allen Märkten findet mittels einer Pay-As-Bid Auktion statt. Dabei bekommt jeder Anbieter den von ihm gebotenen Preis, insofern er einen Zuschlag erhalten hat. Primärregelleistung und Sekundärregelleistung werden wöchentlich vergeben, während die Vergabe der Minutenreserve täglich stattfindet. Bekommt ein Anbieter den Zuschlag für das Angebot, muss gewährleistet sein, dass während der gesamten Kontraktdauer die angegebene Leistung erbracht werden kann.

Tabelle 1: Ausgestaltung der Märkte für Regelleistung in Deutschland (Regelleistung.net 2014)

	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenreserve
Preisbildung	Pay-As-Bid	Pay-As-Bid	Pay-As-Bid
Auktionszyklus	Wöchentlich	Wöchentlich	Täglich
Kontraktdauer	Woche	Woche	4 Stunden
Anzahl der Produkte	1	4	12
Gebotsform	Leistungspreis	Leistungs- und Arbeitspreis	Leistungs- und Arbeitspreis
Minimale Leistungsvorhaltung	1 MW	5 MW	5 MW
Pooling der Anlagen	Ja	Ja	Ja
Anzahl der Anbieter	13	18	37
Reaktionszeit	30s	5min	7-15min
Bedarf an Leistungsvorhaltung	~600 MW	~2000 MW	~2000 MW

Die drei Märkte haben unterschiedliche Qualitätsanforderungen an die Reaktionszeit der Kraftwerke und somit an die Regelleistungserbringung der Kraftwerke. Für die Primärregelleistung müssen die Kraftwerke innerhalb von 30 Sekunden die geforderte Leistungsänderung mittels einer automatischen Steuerung erbringen können. Bei der Minutenreserve genügen 7-15 Minuten, um die geforderte Leistung bereitzustellen. Hierbei zeigt sich, dass flexiblere Kraftwerke deutlich mehr an Regelleistung bereitstellen können, da diese wesentlich schneller ihre Last ändern können als inflexible Kraftwerke. Zur Bestimmung der disponiblen Leistung muss nach dem TransmissionCode (Verband der Netzbetreiber 2007) in einem ersten Schritt die Zeitverfügbarkeit bestimmt werden. Sollte zu jedem Zeitpunkt der Ausschreibungsdauer die Leistung erbracht werden können, ist dieses Kriterium erfüllt. In einem zweiten Schritt wird mittels einer Simulation getestet, ob die Arbeitsverfügbarkeit ebenfalls gegeben ist. Insofern beide Kriterien erfüllt sind, kann in dem entsprechenden Zeitraum Regelleistung angeboten werden.

Erneuerbare Energien, welche unter technischen Gesichtspunkten ebenfalls Regelleistung bereitstellen können, müssten unter der derzeitigen Marktausgestaltung allerdings für lange Zeiträume und lange vor Leistungserbringung ihre Leistung perfekt prognostizieren können, um an diesen Märkten teilzunehmen. Aufgrund dieser hohen Markteintrittsbarrieren ist es für Erneuerbare Energien derzeit nicht möglich an den Märkten für Regelleistung teilzunehmen.

3 Modell zur Abbildung des Regelleistungsmarktes

Um den Einfluss von flexibleren Regelleistungsmärkten zu quantifizieren, werden in diesem Beitrag techno-ökonomische Modelle genutzt, die unter Berücksichtigung des Kraftwerkparks in Deutschland, die Märkte für Regelleistung sowie den Day Ahead Markt abbilden. Zunächst wird das aktuelle Marktgefüge der Regelleistungsmärkte als Benchmark verwendet, um anschließend den Einfluss von flexibleren Regelleistungsmärkten zu untersuchen. Dabei werden folgende Veränderungen schrittweise untersucht:

1. die Ausschreibungsdauer wird von einer Woche auf einen Tag reduziert,
2. die minimale Kontraktdauer wird auf eine Stunde herabgesetzt,
3. alle Unternehmen absolvieren erfolgreich die Präqualifikation (entspricht einer höheren Teilnehmerzahl),
4. und die Erneuerbaren Energien können an den Märkten für Regelleistung teilnehmen.

Diese Untersuchung wird zum einen für die erste Januarwoche im Jahr 2012 und zum anderen für ein Jahr mit höherem EE-Anteil vorgenommen, welches beispielhaft an die erste Januarwoche im Jahr 2024 basierend auf den Entwicklungen des Netzentwicklungsplanes 2013 angelehnt ist. Die Datengrundlage bildet für das Jahr 2012 der aktuelle Kraftwerkspark der Bundesnetzagentur, für das Jahr 2024 wird das Szenario 2024 B des Netzentwicklungsplanes verwendet.

Um die Kopplung zwischen dem Day Ahead Markt und den Märkten für Regelleistung abzubilden, werden zwei Modelle genutzt, die die jeweiligen Entscheidungen über die optimalen Erzeugungsmengen der Kraftwerke und somit deren optimalen Kraftwerkseinsatz abbilden. Bei beiden Modellen handelt es sich um Fundamentalmodelle, die als Zielfunktion die Minimierung der Systemkosten haben. Die Modelle berücksichtigen dabei die Unsicherheit von zukünftigen Ereignissen, wobei das Regelleistungsmarktmodell die Unsicherheit der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien, Windenergie und Photovoltaik, abbildet. Das Day Ahead Markt Modell berücksichtigt die Unsicherheit aus dem Regelenenergieabruf. Die Unsicherheit ist in den Modellen als zweistufiges stochastisches Entscheidungsproblem implementiert, wobei die Zeitreihen für die Unsicherheiten mittels ARMA Prozessen erstellt werden.

In einem ersten Schritt berechnet das Regelleistungsmarktmodell die optimale Menge aller Unternehmen die für den jeweiligen Regelleistungsmarkt präqualifiziert sind. Dabei werden die technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen der Regelenenergiemärkte mit einem hohen Detaillierungsgrad abgebildet. Die in Tabelle 1 beschriebenen Rahmenparameter der einzelnen Regelleistungsmärkte werden dabei als Grundlage verwendet. Es werden beispielsweise Restriktionen berücksichtigt, dass die angebotenen Mengen auf dem Regelleistungsmarkt eine gewisse Mindestmenge überschreiten müssen oder dass die angebotenen Mengen für den Primärregelleistungsmarkt über 168 Stunden konstant sind.

In einem zweiten Schritt berechnet das Day Ahead Markt Modell den optimalen Kraftwerkseinsatz für den Day Ahead Markt, wobei die optimalen Mengen für die Regelleistungsmärkte aus dem vorgelagerten Regelleistungsmarktmodell als zusätzliche Restriktion in das Modell einfließen. Die Einspeisung aus Erneuerbaren Energien ist nun bekannt, allerdings wird die Unsicherheit des Regelenenergieabrufes mittels der stochastischen Programmierung berücksichtigt. Aus den Modellergebnissen lassen sich anschließend die Grenzkosten der Elektrizitätserzeugung bestimmen, welche sehr gut die Marktergebnisse widerspiegeln. Mittels eines Opportunitätskostenansatzes werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung bestimmt.

4 Abschätzung der Modellgüte

Um zu gewährleisten, dass die Modelle geeignet sind um zukünftige Entwicklungen abzuschätzen, werden die Modellergebnisse mit aktuellen Marktdaten verglichen. Die Modellgüte wird mittels eines Vergleichs der simulierten Strompreise und Leistungspreise bewertet. Als Referenz wird die erste Januarwoche im Jahr 2012 herangezogen und somit für die Strompreise die Strommarktdaten der EEX aus dem Jahr 2012 verwendet. Den Bezugspunkt hinsichtlich der Leistungspreise bilden die Daten von Regelleistung.net (2014) für das Jahr 2012.

Tabelle 2: Kennzahlen Januar 2012 für Strompreise an der EEX im Vergleich mit Modellergebnissen

Kennzahl		EEX 2012	Modell 2012
durchschnittlicher Preis	[EUR/MWh]	42,66	43,98
Min.	[EUR/MWh]	-221,99	-70
Max.	[EUR/MWh]	210	259
Standardabweichung	[EUR/MWh]	18,66	19,07
MAE¹	[EUR/MWh]	-	2,92
RSME²	[EUR/MWh]	-	5,77

Tabelle 3: Leistungspreise für alle Regelenenergiemärkte im Vergleich zu Modellergebnissen

Kennzahl		Regelleistung.net 2012	Modell 2012
Primärregelleistung	[EUR]	16,00	13,00
Sekundärregelleistung negativ	[EUR]	15,59	15,47
Sekundärregelleistung positiv	[EUR]	6,03	6,61
Minutenreserve negativ	[EUR]	3,11	7,17
Minutenreserve positiv	[EUR]	1,32	3,58

Die wichtigsten Kennzahlen für das deutsche Marktgebiet sind in Tabelle 2 und Tabelle 3 zusammengefasst. Die Abweichung des durchschnittlichen Preises für den Day Ahead Markt ist mit einer Differenz von 1,33 €/MWh leicht über dem Marktpreis. Dies entspricht einer Abweichung von unter 5%. Insgesamt zeigen die Kennzahlen (u.a. MAE, RSME,

¹ Mean Absolute Error: $MAE = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n [x_i - f_i]$

² Root Square Mean Error: $RSME = \sqrt{\frac{1}{n} * \sum_{i=1}^n (x_i - f_i)^2}$

Kosten der Regelleistungsmärkte) eine sehr gute Übereinstimmung mit den Marktergebnissen. Die Modellgüte kann damit als sehr gut eingestuft werden.

5 Flexiblere Regelleistungsmärkte und der Beitrag erneuerbarer Energien

Die Ergebnisse für die Kosten der Regelleistungsvorhaltung im Jahr 2012 in zeigen, dass die Kosten für die Primärregelleistung trotz der Flexibilisierung der Regelleistungsmärkte nur in einem sehr geringen Umfang zurückgehen. Dies ist durch die hohen Qualitätsanforderungen der Primärregelleistung zu begründen, die nur durch wenige Kraftwerke erbracht werden kann. Mittels der komparativen Untersuchung wird gezeigt, dass bei einer Veränderung der Ausschreibungszyklen auf einen Tag die Kosten für alle Regelleistungsmärkte nur geringfügig reduziert werden. Nach Einführung von stündlichen Produkten reduzieren sich die Kosten erstmals deutlich. Besonders die Kosten für die Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung sinken dabei. Mussten die Kraftwerke zuvor über den gesamten Zeitraum negative Regelleistung bereitstellen, ist es nun möglich während ungünstigen Stunden, in denen der Day Ahead Marktpreis beispielsweise sehr niedrig ist, keine negative Regelleistung bereitzustellen. Dies führt dazu, dass die Opportunitätskosten sinken und somit die Erbringung der Regelleistung kostengünstiger möglich ist. In dem nächsten Schritt wird davon ausgegangen, dass alle Unternehmen, welche unter technischen Gesichtspunkten in der Lage sind Regelleistung zu erbringen, die Präqualifikation erfolgreich bestehen und an den Märkten für Regelleistung teilnehmen können, wodurch die Kosten für die Bereitstellung von positiver Sekundär- sowie Minutenreserve sinken. Dies lässt sich dadurch begründen, dass nun mehr Akteure als zuvor an den Märkten für Regelleistung teilnehmen und diese die positive Regelleistung kostengünstiger bereitstellen können. Die Märkte für negative Regelleistung können in dem Szenario „Präqualifikation“ allerdings keine signifikante Kostenreduktion durch eine Erhöhung der Teilnehmer verzeichnen.

In einem letzten Schritt wird die Teilnahme von Erneuerbaren Energien an den Märkten für Regelleistung zugelassen. Dadurch sinken die Kosten für die Bereitstellung von negativer Regelleistung erheblich. In diesem Fall wird die negative Regelleistung größtenteils aus Windenergie bereitgestellt. Die gesamten Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung lassen sich durch die Umstellung auf einen flexibleren Regelleistungsmarkt um bis zu 300% reduzieren.

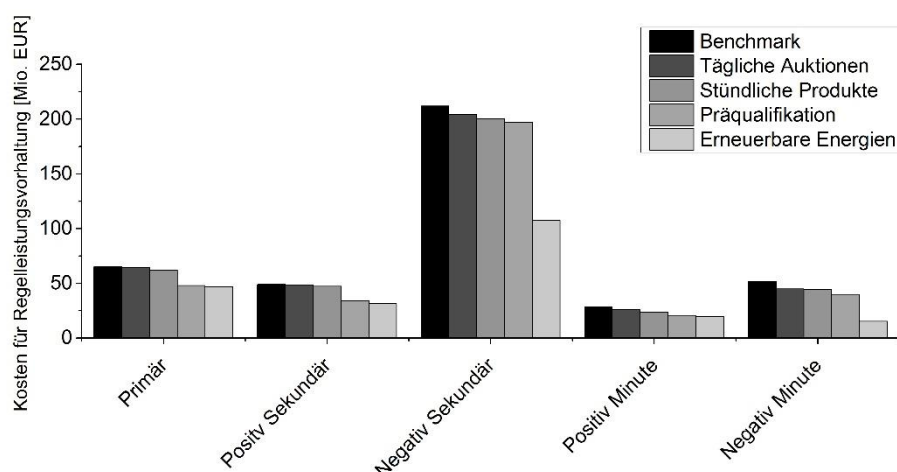


Abbildung 1: Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung Januar 2012

In einem nächsten Schritt werden die Entwicklungen der Kosten für den Regelleistungsmarkt für das Jahr 2024 untersucht. Der Anteil an Erneuerbaren Energien ist deutlich angestiegen, so sind 53,8 GW an Photovoltaik, 50,4 GW an Onshore sowie 12,8 GW an Offshore Windenergie in Deutschland installiert. Diese Daten sowie der Kraftwerkspark für Deutschland werden dem Netzentwicklungsplan 2013 (Übertragungsnetzbetreiber 2013) entnommen.

Zunächst zeigen die Ergebnisse in Abbildung 2, dass die Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung deutlich höher sind als im Jahr 2012. Zum einen sind die Marktpreise im Day Ahead Markt deutlich höher und volatiler als im Jahr 2012, was zu einer höheren Opportunität für die Kraftwerksbesitzer und somit zu höheren Kosten führt. Zum anderen ist der gesamte Bedarf an Regelleistung im Jahr 2024 im Vergleich zu 2012 laut Modell um den Faktor 1,6 angestiegen.

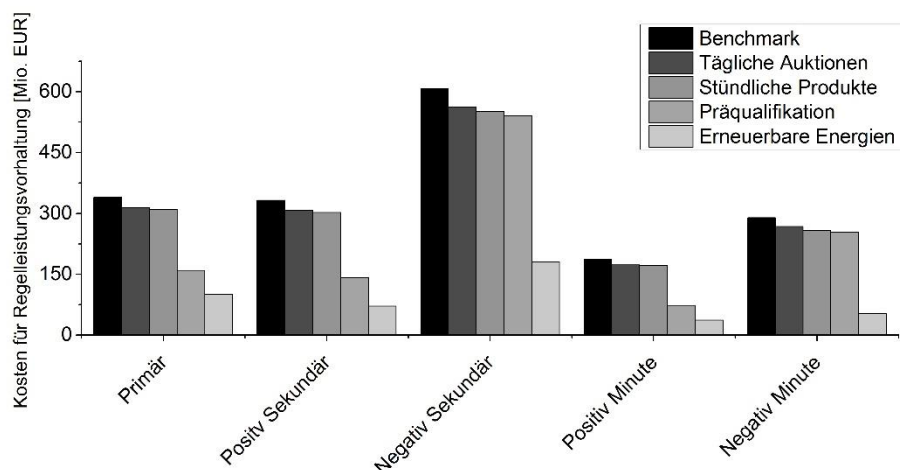


Abbildung 2: Kosten für die Vorhaltung von Regelleistung Januar 2024

Eine Veränderung der Auktion für die Regelleistungsmärkte hin zu täglichen Ausschreibungen und stündlichen Produkten senkt die Kosten in der untersuchten Woche in einem geringen Umfang. Aufgrund von einer niedrigen Residuallast gibt es nahezu keinerlei Optionen die Regelleistung durch die präqualifizierten konventionellen Kraftwerke kostengünstiger bereitzustellen.

Insofern alle Marktakteure an den Märkten für Regelleistung teilnehmen dürfen, sinken die Kosten für positive Regelleistung deutlich. Die Kosten für die Primärregelleistung, für die positive Sekundärregelleistung sowie positive Minutenreserve lassen sich dadurch in etwa halbieren. Allerdings ist keine signifikante Kostenreduktion bei der Vorhaltung von negativer Regelleistung zu erkennen.

Durch die Teilnahme von Erneuerbaren Energie an den Regelleistungsmärkten, sinken die Kosten in allen Regelleistungsmärkten. In Besonderem Maße sind dabei die Märkte zur Bereitstellung von negativer Regelleistung betroffen. Gleichzeitig sinken auch die Kosten für die positive Regelleistungsbereitstellung, da nun mehr konventionelle Kraftwerksleistung für diese Märkte zur Verfügung steht. Durch eine Umgestaltung der Regelleistungsmärkte hin zu flexibleren Auktionen können die Kosten von 42 Mio. EUR auf 11,7 Mio. EUR pro Woche reduziert werden und erreichen dadurch ein ähnliches Niveau wie in 2012.

Ein weiterer positiver Effekt durch flexiblere Regelleistungsmärkte ist eine verstärkte Integration der Erneuerbaren Energien in das Elektrizitätssystem. Bei niedriger Residuallast³ (20 – 25 GW) kommt es vermehrt zu extrem niedrigen bzw. negativen Strompreisen, da zahlreiche thermische Kraftwerke Verpflichtungen auf anderen Märkten (bsw. Wärmemarkt oder Regelleistungsmarkt) besitzen und aufgrund technischer

³ Residuallast = Stromnachfrage – Einspeisung aus Erneuerbaren Energien

Rahmenbedingungen Strom produzieren müssen. Man spricht bei diesen Kraftwerken von den sog. Must-Run Kraftwerken, da diese am Netz bleiben müssen und nicht ausgeschaltet werden können. Während dieser sehr geringen Residuallasten kann es in dem Day Ahead Markt Modell vorkommen, dass Erneuerbare Energien abgeschaltet werden, da der Marktpreis niedriger als deren Vergütung ist. Durch die Teilnahme der Erneuerbaren Energien an den Regelleistungsmärkten, kann die Must-Run Kapazität reduziert werden und es kommt zu geringeren marktbedingten Abschaltungen der Erneuerbaren Energien.

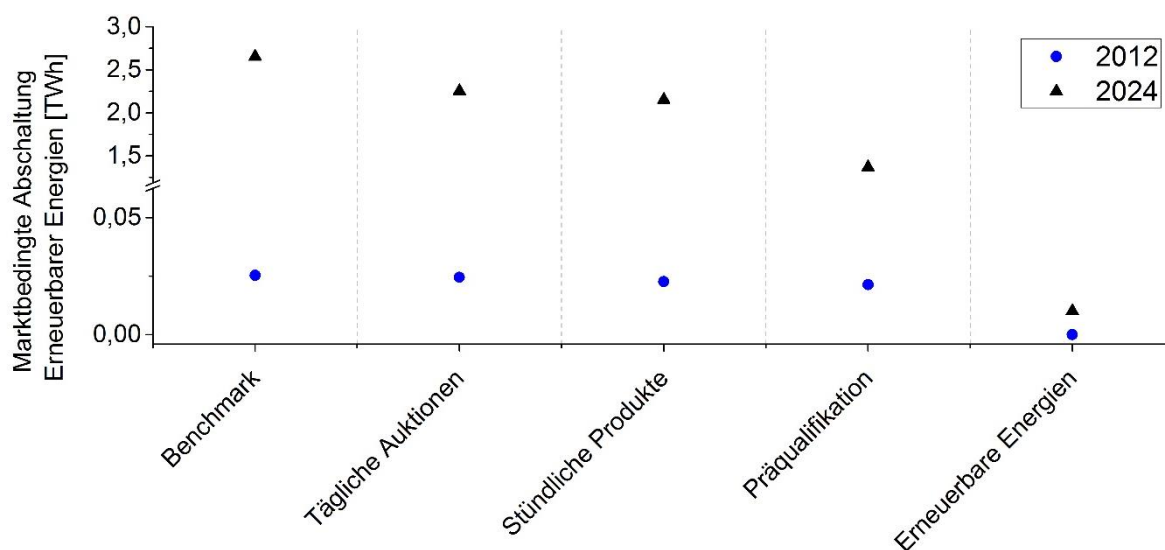


Abbildung 3: Verstärkte Marktintegration der Erneuerbaren Energien durch flexiblere Regelleistungsmärkte

In Abbildung 3 ist aufgetragen, wie sich die marktbedingten Abschaltungen der Erneuerbaren Energien in den einzelnen Szenarien sowie in den simulierten Jahren 2012 und 2024 verändern. In dem Jahr 2012 sind die marktbedingten Abschaltungen sehr gering und reduzieren sich auf fast null, wenn die Erneuerbaren Energien an dem Regelleistungsmarkt teilnehmen. In dem Jahr 2024 sind die marktbedingten Abschaltungen der Erneuerbaren Energien bei 2,7 TWh, was etwa 5% der Einspeisung entspricht. Durch eine Flexibilisierung der Regelleistungsmärkte sinken diese deutlich und erreichen in dem Erneuerbaren Szenario ein ähnliches Niveau wie bereits in dem Jahr 2012. Es zeigt sich, dass eine Teilnahme der Erneuerbaren Energien an den Regelleistungsmärkten die Must-Run Kapazitäten reduziert und sich dadurch ein größerer Anteil an Erneuerbaren Energien in das System integrieren lässt.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklungen in der Energiewirtschaft in Deutschland machen deutlich, dass der Anteil an Erneuerbaren Energien in der Zukunft stark ansteigen und dadurch der Anteil der konventionellen Kraftwerke an der Bruttostromerzeugung abnehmen wird. Die Systemdienstleistungen, welche bislang ausschließlich von konventionellen Kraftwerken erbracht werden, müssen somit von anderen Akteuren kostengünstig und sicher bereitgestellt werden.

Die aktuelle Marktgestaltung des Regelleistungsmarktes zeigt hohe Markteintrittsbarrieren für Erneuerbare Energien, welche unter technischen Gesichtspunkten (zumindest in einigen Zeitpunkten) in der Lage sind diese Regelleistung zu erbringen. Eine Verkürzung der Auktionszyklen, gepaart mit kürzeren Marktprodukten, wie z.B. stündliche Produkte, kann diese Markteintrittsbarrieren reduzieren und Erneuerbare Energien könnten dann Systemdienstleistungen bereitstellen.

Mittels der Marktmodelle wurde gezeigt, in welcher Größenordnung Kosteneinsparungspotenziale für die Erbringung von Regelleistung zu erzielen sind. Bereits unter derzeitigen Rahmenbedingungen würde eine Teilnahme der Erneuerbaren Energien, insbesondere an den Märkten für negative Regelleistung, zu hohen Kosteneinsparungen führen. Dieser Effekt verstärkt sich in der Zukunft, insbesondere da die Nachfrage nach Regelleistung steigt, die Residuallast niedriger wird und die Volatilität der Day Ahead Strompreise zunimmt. Außerdem wurde gezeigt, dass Erneuerbare Energien die Must-Run Kapazitäten reduzieren können und somit ein höherer Anteil an Erneuerbaren Energien in das Stromsystem integriert werden kann.

In Zukunft sollte der Markt für Regelleistung den Anforderungen der Energiewende angepasst werden, dies beinhaltet eine Verkürzung der Auktionszyklen, sowie der Kontraktdauern. Dadurch wird ermöglicht, dass Erneuerbare Energien ebenfalls auf dem Regelleistungsmarkt teilnehmen können. Dadurch sinken die Kosten für die Vorhaltung der Regelleistung und die Marktintegration der Erneuerbaren Energien wird weiter forciert.

7 Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) (2014):

Aktionsprogramm Klimaschutz 2020. Eckpunkte des BMUB. Abgerufen von [http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/aktionsprogramm-klimaschutz-2020-eckpunkte-des-bmub/?tx_ttnews\[backPid\]=215](http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/klima-klimaschutz-download/artikel/aktionsprogramm-klimaschutz-2020-eckpunkte-des-bmub/?tx_ttnews[backPid]=215)

Bundesnetzagentur (2014): *Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur.* Abgerufen von

http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2014): *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030.*

Abgerufen von <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/dena-studie-systemdienstleistungen-2030.html>

EPEX Spot AG (2014): *European Power Exchange.* Abgerufen von

<http://www.epexspot.com/en/market-data>

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES (2014): *Regelenergie durch Windkraftanlagen. Abschlussbericht.* Abgerufen von

<http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/2014/regelenergie-durch-windkraftanlagen.html>

Regelleistung.net (2014): *Regelleistung.net.* Abgerufen von www.regelleistung.net

Übertragungsnetzbetreiber (2013): *Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2014.*

Abgerufen von

http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/20130328_Szenariorahmen_2014_Entwurf.pdf

Verband der Netzbetreiber (2007): *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber.* Abgerufen von

<http://www.vde.com/de/fnn/dokumente/documents/transmissioncode2007.pdf>

Netznutzungsentgelte – Konzepte und regionale Verteilungseffekte

Fabian Hinz

Fabian Hinz ist Diplom-Wirtschaftsingenieur. Er studierte am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) sowie am Instituto Tecnológico de Buenos Aires und war von 2011 bis 2013 Consultant bei Siemens Management Consulting. Seit 2013 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der TU Dresden. Seine Forschungsschwerpunkte sind Netzfinanzierung, Stromnetzmodellierung, Spannungshaltung sowie die Kopplung von Strommärkten.

1 Motivation

Die deutsche „Energiewende“ sieht einen starken Ausbau von Erzeugungsanlagen vor, die erneuerbare Energien nutzen – vor allem Photovoltaik- und Windkraftanlagen zu Land und auf See. Während historisch gesehen Erzeugungsanlagen in der Nähe großer Verbrauchszentren platziert wurden, wird Elektrizität aus erneuerbaren Energien dort erzeugt, wo die meteorologischen Verhältnisse (also Windgeschwindigkeiten sowie Sonneneinstrahlung) besonders günstig sind. Dies ist für Windkraftanlagen insbesondere in Norddeutschland sowie für Photovoltaikanlagen in Süddeutschland der Fall. Aufgrund ihrer Größe speisen diese Anlagen im Gegensatz zu großen konventionellen Kraftwerken, die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, in der Regel auf Ebene der Verteilungsnetze ein. Daher ergeben sich für die Stromnetze neue Anforderungen. Früher hatten Netze primär die Aufgabe, Strom von Großkraftwerken in den Übertragungsnetzen hin zu Kunden auf den niedrigeren Spannungsebenen zu transportieren. Bereits heute, vor allem aber in der Zukunft müssen Netze in der Lage sein, elektrischen Strom aus erneuerbaren Energien in den Verteilungsnetzen einzusammeln und über größere Distanzen in die Verbrauchszentren in Süd- und Westdeutschland zu transportieren sowie einen Handel mit dem europäischen Ausland zu ermöglichen. Hinzu kommt der Neubau von Offshore-Anbindungen um den auf Hochseewindfarmen produzierten Strom an Land zu transportieren.

Diese neuen Anforderungen erfordern Investitionen in die Netzinfrastruktur. Die Übertragungsnetzbetreiber erarbeiten hierfür auf jährlicher Basis den sogenannten

Netzentwicklungsplan (Übertragungsnetzbetreiber 2013a). Die darin vorgesehenen Investitionen werden in einem mehrstufigen Verfahren vom Regulator bestätigt. Basierend auf den im Netzentwicklungsplan hinterlegten Kostensätzen beträgt das Investitionsvolumen 14,3 Mrd. EUR an Land sowie 17,5 Mrd. EUR für die Offshore-Anbindungen für den Zeitraum von 2013 bis 2023. Auf Ebene der Verteilungsnetze existiert zwar kein vergleichbares Planungsverfahren, allerdings haben diverse Studien den Investitionsbedarf auf regionaler Ebene ermittelt. Eine lineare Interpolation des in der dena-Verteilnetzstudie ermittelten Volumens ergibt 18,4 Mrd. EUR bis 2023 (dena 2012). Diese von den Betreibern getätigten Investitionen fließen ihnen über einen längeren Zeitraum in der Form von Netznutzungsentgelten zurück.

Im Rahmen des Projektes wurde die Fragestellung untersucht, wie sich die Netznutzungsentgelte in den nächsten zehn Jahren entwickeln, welche regionalen Verteilungseffekte sich im Rahmen dieser Entwicklung ergeben und welche alternativen Ausgestaltungsmöglichkeiten bestehen.

2 Grundsätzliche Überlegungen zu Netznutzungsentgelten

Auf Grund der Heterogenität der Struktur der Netze sowie deren Betreiber existieren bereits heute deutliche Unterschiede in der Höhe der Netznutzungsentgelte, da jeder Betreiber sich über die Entgelte der in seinem Netzgebiet angeschlossenen Stromkunden refinanziert. Abbildung 1 zeigt die regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte in Deutschland. Vor allem in den neuen Bundesländern liegen die Netznutzungsentgelte mit

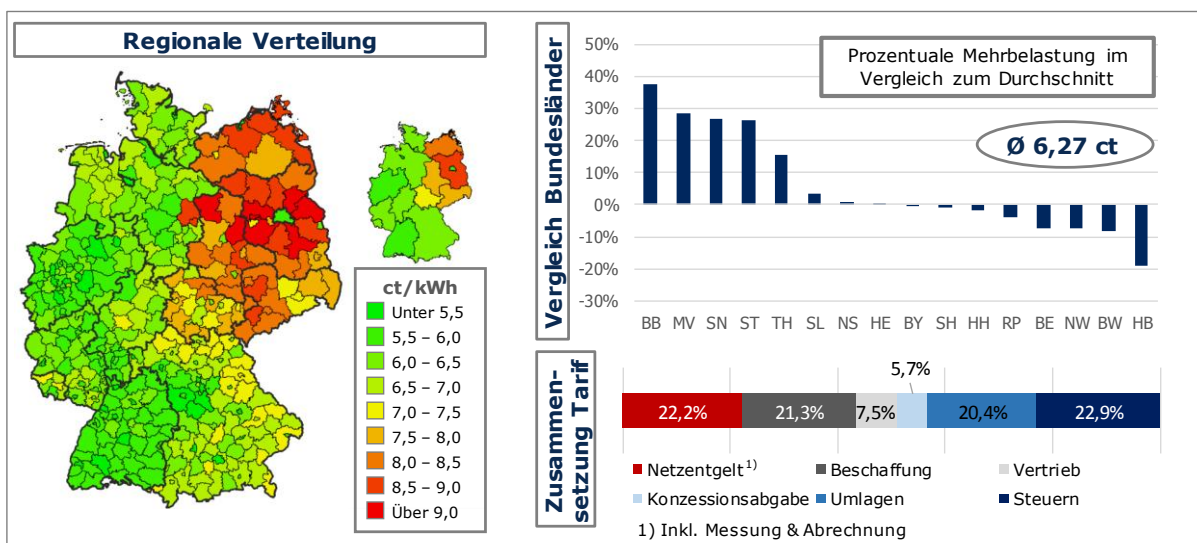


Abbildung 1: Regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte, prozentualer Vergleich zwischen den Bundesländern und Zusammensetzung des Strompreises 2013

bis zu 38% deutlich über dem Bundesdurchschnitt. Die niedrigsten Entgelte fallen durchschnittlich in der Hansestadt Bremen sowie in Baden-Württemberg an. Im Durchschnitt machen die Netznutzungsentgelte inklusive Entgelte für Messung und Abrechnung etwa 22 % des Strompreises aus, wobei dieser Anteil in den hochpreisigsten Regionen in Brandenburg bis zu 30 % betragen kann.

Die Unterschiede bei den Netznutzungsentgelten sind neben der Heterogenität der Netze vor allem in deren Verbrauchsdichte und Altersstruktur, der installierten Leistung der angeschlossenen dezentralen Erzeugungsanlagen sowie in der Effizienz des Betreibers begründet. Im folgenden werden einige grundlegende Wirkungszusammenhänge erläutert.

Verbrauchsdichte des Versorgungsnetzes

In Netzen mit einer höheren Verbrauchsdichte, d.h. mit vielen angeschlossenen Kunden pro Fläche, sind die Netznutzungsentgelte tendenziell geringer als in Netzen mit niedriger Verbrauchsdichte. Daher liegen die Entgelte in Städten in der Regel niedriger als in ländlichen Gebieten. So lag das durchschnittliche Niveau der Netznutzungsentgelte 2013 in Landkreisen um etwa 9 % höher als in Stadtkreisen und kreisfreien Städten.

Altersstruktur des Stromnetzes

Die maßgebliche gesetzliche Vorschrift zur Bestimmung der Netznutzungsentgelte – die StromNetzEntgeltVerordnung (StromNEV) – legt kalkulatorische Abschreibungsdauern von 30 bis 50 Jahren für die meisten Netzkomponenten fest. In dieser Zeitspanne fließen den Betreibern kalkulatorische Abschreibungen und Kapitalkosten der Anlagen über die Netznutzungsentgelte zurück. Ein älterer Anlagenpark mit einem höheren Anteil abgeschriebener Posten führt daher ceteris paribus zu geringeren Netznutzungsentgelten. So lagen in den neuen Bundesländern, wo nach der Wende verstärkt Stromnetze ertüchtigt wurden, die Entgelte im Durchschnitt um 32% höher als in den alten Bundesländern.

Angeschlossene Erzeugungsanlagen

In Deutschland werden die Kosten der Übertragungs- und Verteilungsnetze mittels der Netznutzungsentgelte lediglich von den Verbrauchskunden getragen. Ein Erzeugerentgelt (sog. G-Komponente) wie in anderen europäischen Ländern existiert nicht. Ist der Verteilungsnetzbetreiber aufgrund des Anschlusses dezentraler Erzeugungsanlagen (beispielsweise Windparks) gezwungen sein Netz zu verstärken, so tragen die Kosten dafür die Verbrauchskunden des jeweiligen Netzgebiets.

3 Abschätzung der Netznutzungsentgelte auf regionaler Basis

Die beträchtlichen Investitionen, die für die kommenden Jahre vorgesehen sind, werfen die Frage auf, wie sich die Höhe, vor allem aber auch die regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte entwickeln werden. Zu diesem Zweck werden mittels eines detaillierten Modells die Kostenbestandteile des Übertragungs- und Verteilungsnetzes sowie die demographische Entwicklung in den einzelnen Regionen geschätzt.

Das Volumen der im Netzentwicklungsplan (Übertragungsnetzbetreiber 2013a) sowie im Offshore-Netzentwicklungsplan (Übertragungsnetzbetreiber 2013b) beschriebenen Investitionen verteilt sich unterschiedlich auf die vier Übertragungsnetzbetreiber. Bei den Netzerweiterungen an Land entfällt der größte Teil auf die Regelzone TenneT. Auf 50Hertz sowie TransnetBW kommt der kleinste Teil der Investitionen zu (Abbildung 2). Aus diesem Investitionsbedarf ergeben sich Kostensteigerungsraten des Übertragungsnetzes von durchschnittlich 7,3 % pro Jahr, wobei die berechnete Steigerung zwischen 5,4 % in der Regelzone 50Hertz und 8,6 % in der Regelzone TenneT liegt.

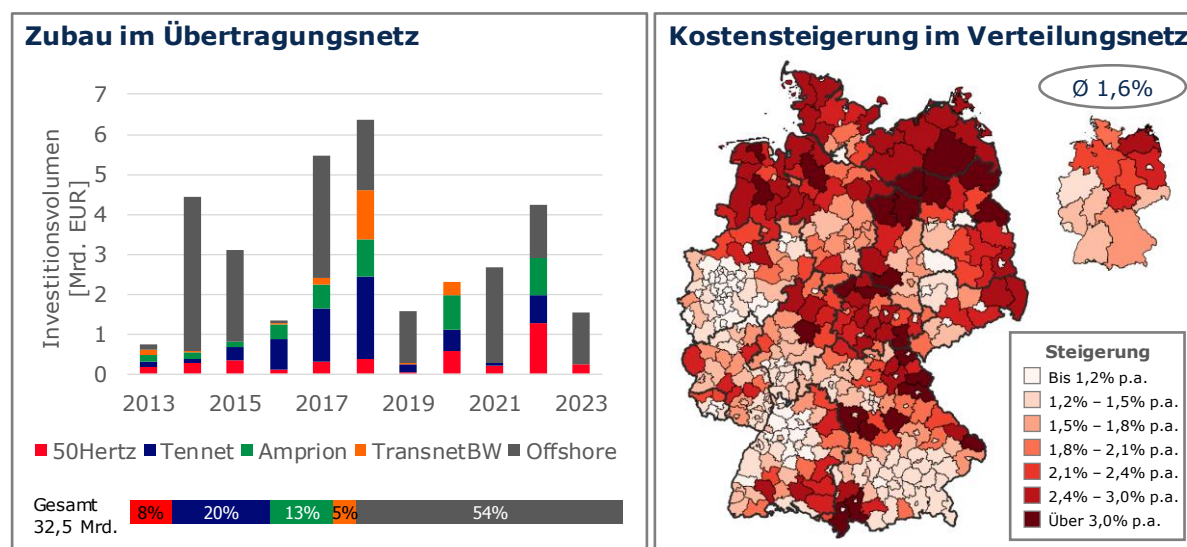


Abbildung 2: Investitionsvolumen Übertragungsnetz und Kostensteigerung Verteilungsnetze 2013-2023

Als Datengrundlage für Investitionen in die Verteilungsnetze dient die dena-Verteilnetzstudie (dena 2012). Der ermittelte Ausbaubedarf wird mit Hilfe der Potenzialdaten für Wind- und PV-Anlagen, die im Rahmen des Projektes ermittelt wurden, auf die einzelnen Regionen verteilt. Hierbei ergibt sich eine durchschnittliche Steigerung der Verteilungsnetzskosten von 1,6 % pro Jahr. In zahlreichen Regionen Nordrhein-Westfalens und Baden-Württembergs ergeben sich Steigerungsraten von unter 1 %, wohingegen vor allem in Norddeutschland aber auch in Teilen Bayerns mit Steigerungen von über 3 % zu rechnen ist.

Neben der Kostenseite ist auch der regionale Stromverbrauch (vereinfacht ausgedrückt der Nenner der Netzentgeltberechnung) relevant. Dazu wird anhand der Bevölkerungsprognose des Bundesinstituts für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2009) der demographische Effekt in die Prognose einbezogen.

Bis 2023 ergibt sich aus der Modellrechnung bundesweit eine durchschnittliche jährliche Kostensteigerungen von etwa 2 % für Haushalts- und Gewerbekunden, was einem Anstieg von durchschnittlich 6,27 ct/kWh auf 7,66 ct/kWh entspricht. Der Anstieg fällt hierbei in den jeweiligen Netzgebieten unterschiedlich stark aus. Während die Entgelte sich in den Stadtstaaten, in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen durchschnittlich zwischen

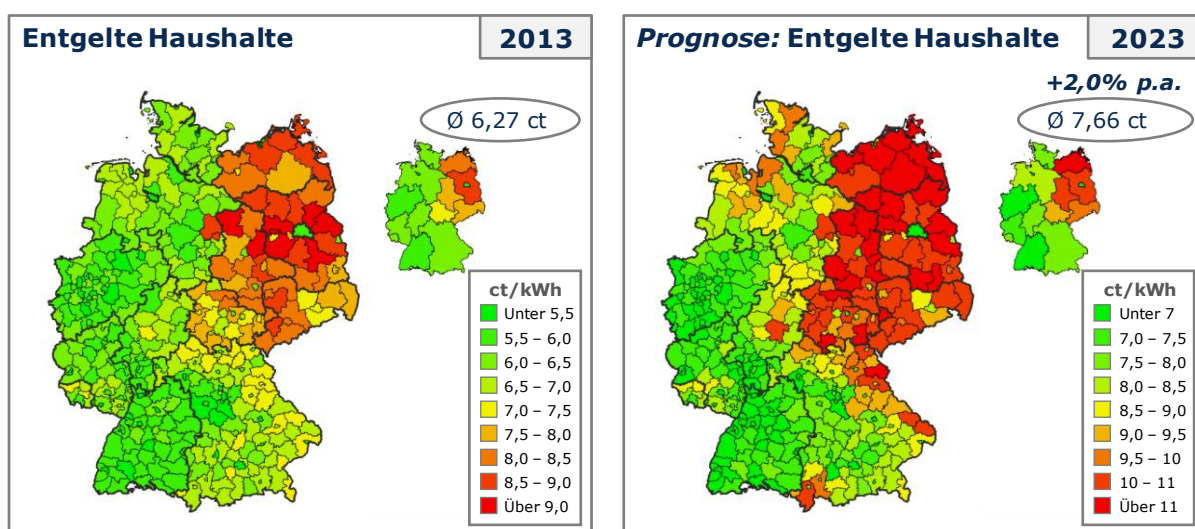


Abbildung 3: Entwicklung der Netznutzungsentgelte für Haushalts- und Gewerbekunden, 2013 und 2023

6 und 7 ct/kWh bewegen, steigen sie in Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern auf über 10 ct/kWh. Die sich aus der Prognose ergebende Verteilung ist in Abbildung 3 dargestellt.

4 Netznutzungsentgelte im transnationalen Kontext

Zur Netzfinanzierung können verschiedene Konzepte herangezogen werden. Die Ausgestaltung ist in einzelnen Ländern unterschiedlich, wobei häufig zwischen Übertragungs- und Verteilungsnetz unterschieden wird. Tabelle 1 ordnet 17 europäische Länder den im Folgenden beschriebenen Konzepten zu.

Tarife basierend auf regionalen Kosten

In vielen Ländern – so auch in Deutschland – finanzieren sich die Netzbetreiber unmittelbar aus den Netznutzungsentgelten der Stromkunden in ihrem Netzgebiet. Da Verteilungsnetze

häufig von einer Großzahl an Betreibern betrieben werden, unterscheiden sich die Tarife regional.

Einheitliche Tarife

Da in den meisten europäischen Ländern (z.B. Belgien, Spanien) lediglich ein einziger Übertragungsnetzbetreiber existiert, ist das Übertragungsnetzentgelt häufig national einheitlich. Auf Ebene des Verteilungsnetzes wurden in Italien, Frankreich und Portugal Umlagemechanismen eingeführt, sodass alle Kunden mit gleichen bzw. ähnlichen Eigenschaften in Bezug auf Verbrauchscharakteristik und Spannungsebene einheitliche Tarife bezahlen, unabhängig davon, in welchem Netz sie angeschlossen sind. Frankreich kann hierbei als Sonderfall gelten, da der Verteilungsnetzbetreiber ERDF etwa 95 % der Distributionsinfrastruktur betreibt. Nichtsdestoweniger garantiert das französische Energiegesetz einheitliche Netznutzungsentgelte auf dem französischen Festland (Commission de régulation de l'énergie, 2013). In Italien wurde ein progressives Netznutzungsentgelt eingeführt, das überproportional mit dem Verbrauch steigt. Dazu wurde ein Umlagemechanismus eingeführt, der einheitliche Tarifstrukturen bei gleichzeitiger kostenbasierter Entlohnung der Betreiber garantiert (CCSE 2014).

Tarife mit regionalen Anreizen

In Norwegen und Schweden werden auf Ebene des Übertragungsnetzes über die Netznutzungsentgelte Anreize für Verbrauch bzw. Erzeugung in bestimmten Regionen gesetzt. In Schweden, wo im nördlichen Teil ein Überzeugungsüberschuss vorherrscht, nehmen Verbrauchstarife mit wachsendem Breitengrad ab, während Erzeugertarife zunehmen (ENTSO-E, 2014). In Großbritannien werden für die einzelnen Netzknoten mittels eines DC-Lastflussmodells Grenzkosten der Übertragung bestimmt, auf deren Basis dann die Netznutzungsentgelte für unterschiedliche Regionen festgelegt werden (Frontier Economics Ltd 2009).

Tarife in Nodalpreissystemen

Wird in einem Marktgebiet das Nodalpreissystem angewendet, bei dem sich an den verschiedenen Netzknoten bei Engpässen unterschiedliche Strompreise ergeben, erhält der Netzbetreiber aus der Preisdifferenz zwischen niedrigpreisigem Erzeugungsknoten und höherpreisigem Entnahmeknoten eine Engpassrente. Da diese Engpassrente in der Regel nicht mit den Netzkosten des Betreibers übereinstimmt, ist ein weiterer Mechanismus notwendig, um den überbleibenden Teil der Netzkosten als Entgelt zu erheben bzw. um den Überschuss zu verwenden (Pérez-Arriaga et al. 1995).

Erzeugertarife / G-Komponente

Neben Netznutzungsentgelten für Verbraucher existieren beispielsweise in Skandinavien, Großbritannien oder Österreich auch Entgelte für Erzeuger, sodass Kraftwerksbetreiber direkt den Netzbetrieb mitfinanzieren. Hierbei ergibt sich die Problematik, dass eine unilaterale Einführung von Erzeugungsentgelten einerseits die Kraftwerksbetreiber im betreffenden Land auf gekoppelten Elektrizitätsmärkten schlechter stellt als die ausländische Konkurrenz. Andererseits ergeben sich Preiseffekte und mögliche Änderungen in der Merit Order, falls die Betreiber diese Entgelte auf dem Day-Ahead-Markt einpreisen bzw. andernfalls eine geringere Rentabilität der Kraftwerke.

Tabelle 1: Zuordnung 17 europäischer Länder zu Konzepten für die regionale Verteilung von Netznutzungsentgelten (ENTSO-E 2014)

	kostenbasiert	einheitlich	mit Anreiz	G-Komponente
Übertragungsnetz	DE/AT	BE/CH/CZ/DK/ES/ FI/FR/IT/NL/PL/PT	IE/NO/ SE/UK	AT/BE/DK/ES/ FI/FR/IE/NO/ PT/SE/UK
Verteilungsnetz	AT/BE/CH/CZ/DE/ DK/ES/FI/IE/NL/ NO/PL/SE/UK	FR/IT/PT		

5 Auswirkungen alternativer Entgeltmechanismen

Wie sich aus den Modellrechnungen im Abschnitt 3 ergibt, bewirkt der Netzausbau in Verbindung mit einer negativen demographischen Entwicklung in einigen Gebieten Nord- und vor allem Ostdeutschlands ausgehend von einem hohen Niveau eine starke Steigerung der Netznutzungsentgelte von bis zu 5 % pro Jahr. Abbildung 4 zeigt daher die regionale Verteilung unter Anwendung einiger der im vorangegangenen Abschnitt diskutierten Konzepte für Haushaltskunden im Jahr 2023.

Bei Anwendung eines **einheitlichen Übertragungsnetzentgeltes** ergeben sich kaum Veränderungen gegenüber dem Status quo. Die Entlastung für Kunden in der Regelzone 50Hertz liegt hierbei unter 0,1 ct/kWh. Dieser geringe Effekt lässt sich dadurch erklären, dass die geringe Steigerungsrate bei den Netzkosten in dieser Regelzone zu einer faktischen Angleichung der Entgelte in den vier Zonen führt.

Ein **einheitliches Entgelt** läge den Modellrechnungen nach 2023 bei etwa 7,6 ct/kWh. Durch ein bundesweites Wälzen würden Kunden in Mecklenburg-Vorpommern und

Brandenburg mit über 3 ct/kWh entlastet, was bei einem Dreipersonenhaushalt mit einem Verbrauch von 3900 kWh eine Entlastung von über 100 Euro im Jahr bedeuten würde. Zusätzlich belastet würden bei dieser Regelung vor allem Kunden in den Stadtstaaten mit etwa 1 ct/kWh, aber auch in Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen mit 0,6 bis 0,8 ct/kWh.

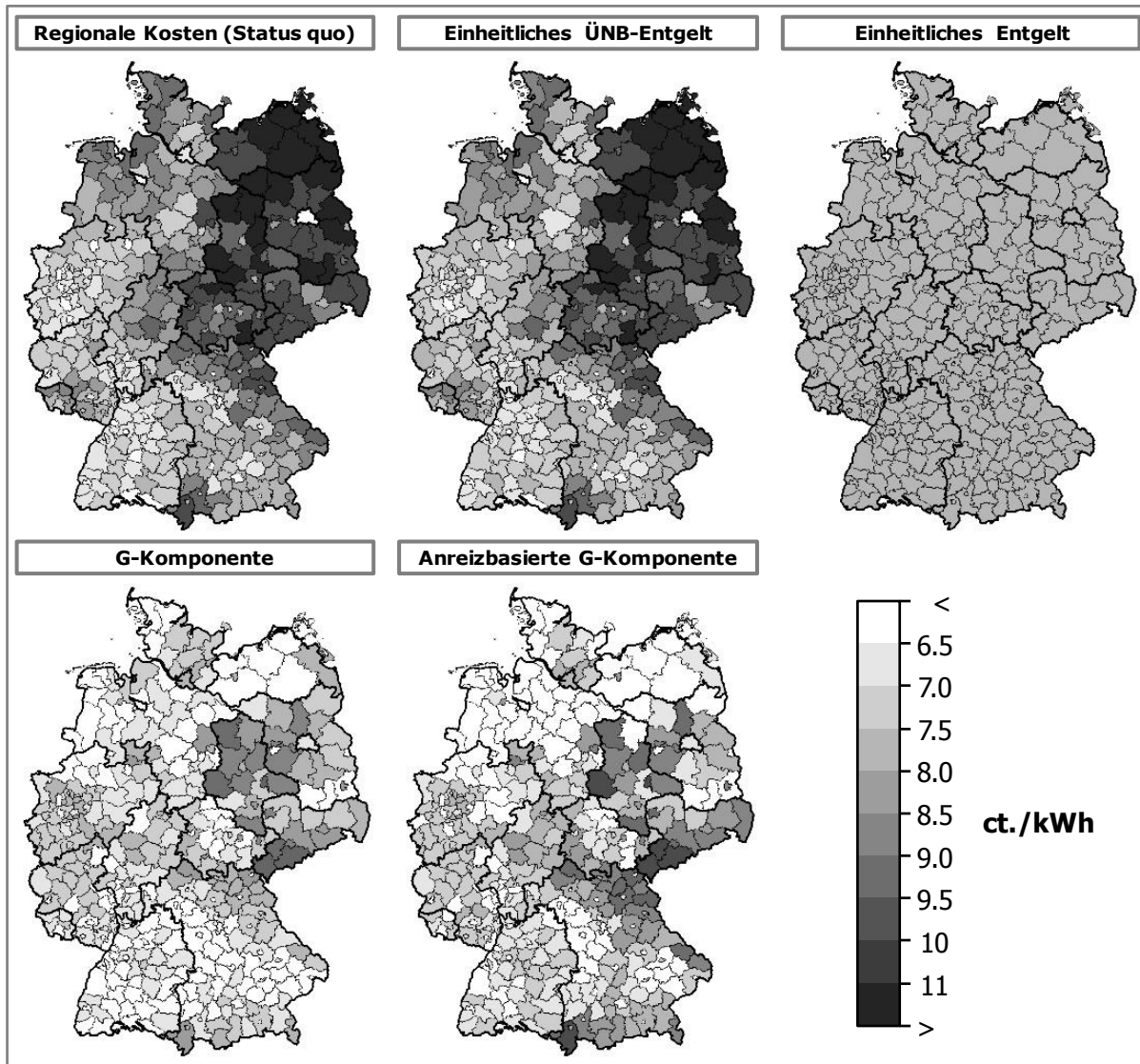


Abbildung 4: Regionale Verteilung der Netznutzungsentgelte bei Anwendung unterschiedlicher Konzepte, Modellrechnung für Haushaltskunden 2023

Bei der Einführung eines **Erzeugerentgelts (G-Komponente)** gibt es eine große Bandbreite an Ausgestaltungsmöglichkeiten in Bezug auf dessen Höhe. In der vorliegenden Analyse wird davon ausgegangen, dass Erzeuger aller Technologiegleich hohe Entgelte zahlen wie Verbrauchskunden der jeweiligen Netzebene. Dies schließt EEG-geförderte PV- und Windkraftanlagen ein. In diesem Szenario ergibt sich eine teilweise

Umkehrung der Effekte. Vor allem Kunden in windreichen Regionen mit geringer Besiedlungsdichte in Norddeutschland würden geringe Entgelte zahlen. Neben Kunden in Mitteldeutschland müssten in diesem Fall vor allem Verbraucher in Nordrhein-Westfalen erhöhte Netznutzungsentgelte erwarten.

Ein **anreizbasiertes Erzeugerentgelt**, das in Anlehnung an das schwedische Konzept die Erzeugung in Süddeutschland mit geringeren Netzentgelten belasten würde als Erzeugung in Norddeutschland, würde zu etwas höheren Verbraucherentgelten in Süddeutschland führen. In der vorliegenden Modellrechnung wird das Anreizsystem so gewählt, dass die Erzeugerentgelte in Abhängigkeit des Breitengrades linear skaliert werden, von -30 % in Freiburg im Breisgau (47,6° N) bis +30 % auf Sylt (54,8° N). Das mittlere Entgelt würde bei 51,2° N etwa auf der Höhe von Düsseldorf, Kassel und Leipzig fällig. Eine solche regionale Skalierung der Entgelte bedeutet, dass Erzeuger in Süddeutschland geringere Entgelte zahlen würden als in Norddeutschland. Damit könnte ein Anreiz geschaffen werden, neue Kraftwerkskapazitäten bevorzugt in Süd- statt in Norddeutschland zu schaffen. Verbrauchskunden in Norddeutschland würden im gleichen Zug entlastet, da Erzeuger dort durch die höheren Entgelte bereits einen größeren Teil der Netzkosten tragen würden.

6 Zusammenfassung und Ausblick

Die Analyse zeigt, dass bei Beibehaltung der gegenwärtigen Entgeltsystematik auf einzelne Regionen Deutschlands starke Mehrbelastungen zukommen. Diese Mehrbelastungen resultieren teilweise aus Kostensteigerungen, die im Ausbau erneuerbarer Energien begründet sind und betreffen ausgehend von einem hohen Niveau vor allem Kunden in den neuen Bundesländern. In Sachsen sind die prognostizierten Mehrbelastungen hierbei allerdings geringer als in den übrigen neuen Bundesländern.

Fasst man die Energiewende als gesamtdeutsche Aufgabe auf, stehen diese Kostensteigerungen nicht in ursächlichem Zusammenhang mit speziellen Gegebenheiten des Netzgebietes. Eine alternative regionale Verteilung der Belastungen wäre daher wünschenswert, nicht zuletzt auch um die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden. Im Rahmen der Untersuchung wurden vier alternative Mechanismen untersucht. Hierbei hat sich herausgestellt, dass eine Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte im ersten Schritt zwar sinnvoll sein kann, dauerhaft allerdings nicht zu einer Entlastung von Verbrauchern mit bisher höheren Netznutzungsentgelten führt. Eine Vereinheitlichung des gesamten Entgelts hingegen würde auf der einen Seite eben diese Verbraucher entlasten,

während die Mehrbelastungen auf der anderen Seite vergleichsweise gering ausfallen. Dieses Vorgehen böte darüber hinaus den Vorteil, dass Stromvertriebe bundesweit einheitliche Tarife anbieten könnten, was die Transparenz für den Stromkunden erhöhen dürfte. Die Einführung eines Erzeugerentgelts könnte die Verbrauchskunden in windreichen Regionen stark entlasten. In Sachsen allerdings würde die Entlastung für Haushaltskunden auf Grund einer geringen Einspeisung auf den niedrigen Spannungsebenen sehr gering ausfallen. Darüber hinaus kann die Einführung eines Erzeugerentgelts Konsequenzen für den Großhandelsmarkt nach sich ziehen, die nur schwer einzuschätzen sind.

7 Literaturverzeichnis

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2009): *Raumordnungsprognose 2030*.

Abgerufen von

http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbeobachtung/UeberRaumbeobachtung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Downloads/DL_uebersicht.html?nn=444934

CCSE (2014): *Cassa congruaglio per il settore elettrico*. Abgerufen am 13.08.2014 von

<http://www.ccse.cc/>

Commission de régulation de l'énergie (2013): Deliberation of the French Energy Regulatory

Commission of 28 May 2013 regarding the proposal of public medium and low voltage

electricity network user tariffs between 1 August 2013 and 31 December 2013. Abgerufen am

13.08.2014 von <http://www.cre.fr/en/documents/deliberations/decision/public-network-user-tariffs/read-the-deliberation>

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012) *dena-Verteilnetzstudie*. Abgerufen von

http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Projekte/Energiesysteme/Dokumente/denaVNS_Abschlussbericht.pdf

ene't GmbH (2013): *Datenbank Netznutzung Strom*, s.l.: s.n.

ENTSO-E (2014): *ENTSO-E Overview of transmission tariffs in Europe*. Abgerufen am 01.08.2014

von https://www.entsoe.eu/publications/market-reports/Documents/SYNTHESIS_2014_Final_140703.pdf

Frontier Economics Ltd, 2009. *International transmission pricing review*. Abgerufen am

06.08.2014 von <https://www.ea.govt.nz/dmsdocument/4007>

Pérez-Arriaga, I. J. et al. (1995): *Marginal Pricing of Transmission Services: An Analysis of Cost recovery*. IEEE Transactions on Power Systems 10(1), S. 546-553.

Übertragungsnetzbetreiber (2013a): *Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf*. Abgerufen von

<http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>

Übertragungsnetzbetreiber (2013b): *Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf*.

Abgerufen von <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/offshore-netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>

Potenziale von 110-kV-Verteilnetzen zur Bereitstellung von Blindleistung

Marcus Kreutziger

Marcus Kreutziger hat an der TU Chemnitz studiert und 2012 seinen Abschluss als Diplomingenieur erlangt. Er ist seit Februar 2013 an der Professur für Elektroenergieversorgung der TU Dresden als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Arbeitsgruppe Planung und Betrieb von Netzen beschäftigt. Themenschwerpunkt seiner Arbeit liegt im Blindleistungsmanagement von 110-kV-Verteilnetzen im Kontext der Energiewende.

Der Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen (EZA) erfolgt perspektivisch zum Großteil in den Verteilnetzen und führt zu einer Reduzierung verfügbarer konventioneller Kraftwerksleistung im Übertragungsnetz. Dies wird zu veränderten Anforderungen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, wie der Spannungshaltung und somit der Bereitstellung von Blindleistung resultieren. Basierend auf diesem Hintergrund gilt es zu untersuchen, wie hoch der Blindleistungsbedarf im Übertragungsnetz ist und in welcher Höhe 110-kV-Verteilnetze in der Lage sind Blindleistung bereit zu stellen.

1 Blindleistungsbedarf im 380-kV-Übertragungsnetz

Um einen Überblick der aktuellen Blindleistungsverhältnisse im 380-kV-Übertragungsnetz zu erhalten, wurde zunächst der Blindleistungsbedarf aller Leitungen des 380-kV-Netzes auf Basis der Wirkbelastung bestimmt. Datengrundlage bilden hierbei Zeitreihen der Wirkbelastung mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde (50Hertz 2013). Eine Blindleistungsbereitstellung konventioneller Kraftwerke wurde aus dem Hintergrund der perspektivischen Abschaltung nicht berücksichtigt. Anschließend wurde der leitungs- und lastspezifische Blindleistungsbedarf entsprechend dem elektrischen Abstand einzelnen Verknüpfungspunkten (VP) zur 110-kV-Verteilnetzebene zugeordnet. Die Auswertung zeigt neben der grundlegenden Tendenz eines kapazitiven Blindleistungsbedarfs, deutliche Unterschiede in Abhängigkeit des Verknüpfungspunktes. In Abbildung 1 ist der Jahresverlauf des Blindleistungsbedarfs für zwei ausgewählte Verknüpfungspunkte dargestellt. Am im Teilbild a) dargestellten Verknüpfungspunkt ergibt sich, bis auf wenige Stunden im Jahr ein fast ausschließlicher kapazitiver Blindleistungsbedarf. Der

Blindleistungsbedarf des im Teilbild b) dargestellten Verknüpfungspunktes hat sowohl einen sehr großen induktiven als auch kapazitiven Blindleistungsbedarf.

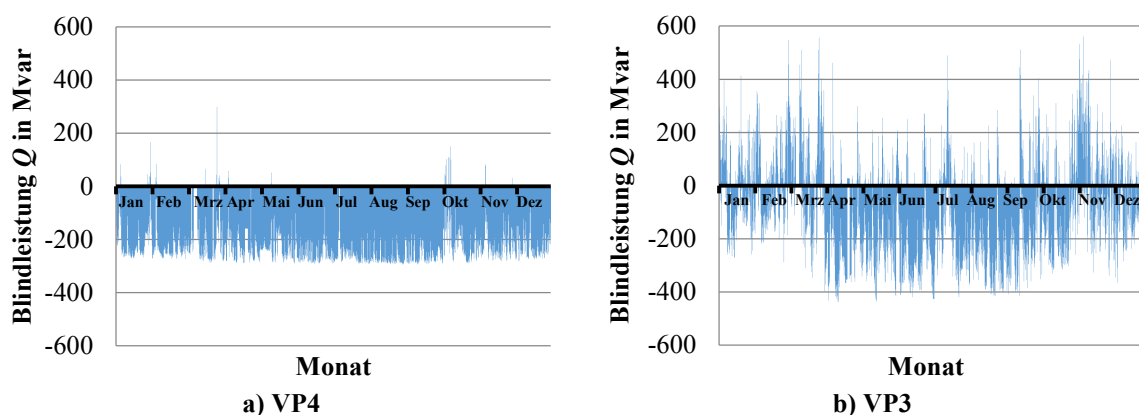


Abbildung 1: Jahresgang – Blindleistungsbedarf für zwei Verknüpfungspunkte (basierend auf 50 Hertz 2013)

Es ist zu erkennen, dass die Summe der Blindleistung an den Verknüpfungspunkten überwiegend im kapazitiven Bereich liegt. Allerdings treten vereinzelte induktive Blindleistungsspitzen auf, die teilweise über dem Maximalwert des kapazitiven Blindleistungsbedarfs liegen. Dieses Verhalten wird durch die in Tabelle 1 für ausgewählte 380-/110-kV-Verknüpfungspunkte ermittelten Kenngrößen nochmals verdeutlicht.

Tabelle 1: Blindleistungsbedarf ausgewählter Verknüpfungspunkte in MW

	VP1	VP2	VP3	VP4	VP5	VP6	VP7
max. induktiv	762	12	582	254	74	342	253
max. kapazitiv	-441	-153	-444	-247	-316	-390	-313
Mittelwert	-143	-116	-65	-167	-154	-178	-95

Maßgeblich für die Höhe des Blindleistungsbedarfs an einem Verknüpfungspunkt ist die Anzahl der angeschlossenen Leitungen, deren Leitungslänge und die Leitungsbelastung. Vor allem auf langen Leitungen führen Laständerungen zu stärkeren Schwankungen des Blindleistungsbedarfs.

2 Grundlegende Betrachtung zur Blindleistungsbereitstellung aus 110-kV-Verteilnetzen

Im Folgenden soll mittels einer einfachen Modellanordnung untersucht werden, welchen Blindleistungsbedarf eine durchschnittliche 110-kV-Verteilnetzgruppe aufweist und wie

viel Blindleistung durch erneuerbare Energien für das Übertragungsnetz bereitgestellt werden kann.

2.1 Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Verteilnetzgruppe

Um den Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Verteilnetzgruppe zu veranschaulichen, wird der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf in Abhängigkeit der Wirkleistungsbelastung ermittelt. Als gesamte Leitungslänge l_{110} einer 110-kV-Netzgruppe werden 1000 km zu Grunde gelegt. Diese Länge ergibt sich als eine durchschnittliche Länge deutscher 110-kV-Verteilnetzgruppen (Melzer 2010). Da der Kabelanteil in 110-kV-Verteilnetzen, vor allem in ländlichen Gebieten mit Flächenpotenzial für EZA, sehr gering ist, wird dieser vernachlässigt. Für diese Konfiguration ergibt sich unter der Annahme einer konstanten Spannung, eine Ladeleistung des 110-kV-Netzes nach:

$$\begin{aligned} Q_C &= -U_N^2 \cdot \omega \cdot l_{110} \cdot C'_b \\ Q_C &= -38 \text{ Mvar} \end{aligned} \quad (1)$$

Der induktive Blindleistungsbedarf folgt der quadratischen Abhängigkeit vom Laststrom und damit der Auslastung der Leitungen.

$$Q_L = 3 \cdot I_b^2 \cdot l_{110} \cdot X'_b \quad (2)$$

Die Werte für die Betriebskapazitäts- und Betriebsimpedanzbeläge entsprechen Durchschnittswerten für 110-kV-Freileitungen (Pundt & Schegner 1997). Abbildung 2 zeigt den Verlauf des induktiven Blindleistungsbedarfs sowie den Betrag der Ladeleistung der 110-kV-Netzgruppe in Abhängigkeit der Leitungsbelastung. 100 % Leitungsbelastung entsprechen dabei dem maximalen Dauerstrom I_d von 470 A.

Der Zustand der natürlichen Leistung, bei dem der kapazitive und induktive Blindleistungsbedarf ausgeglichen ist, stellt sich bei etwa 34 % Netzbelastung ein. Im Falle eines unternatürlichen Netzzustandes müssen die EZA Blindleistung beziehen (untererregter Betriebszustand). Im Falle hoher Wirkleistungsauslastung ist Blindleistung durch die EZA bereitzustellen. Eine hohe Wirkleistungseinspeisung durch die EZA hat jedoch meist auch in einer erhöhten Leitungsauslastung zur Folge.

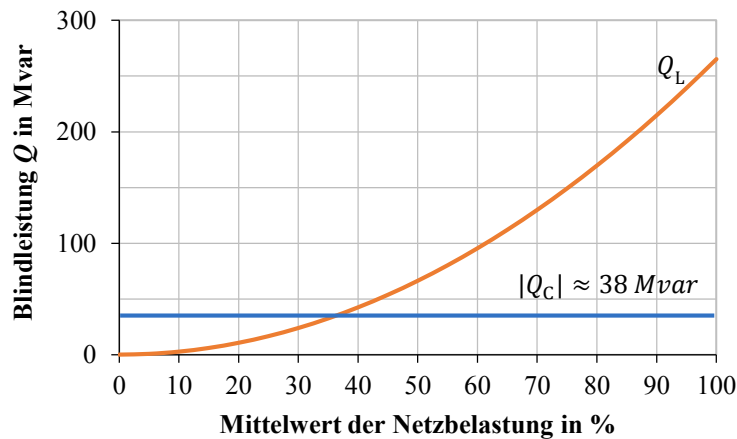


Abbildung 2: Blindleistungsbedarf einer 110-kV-Verteilnetzgruppe in Abhängigkeit der durchschnittlichen Leitungsbelastung

2.2 Blindleistungspotenziale

2.2.1 Modellanordnung

Für die Untersuchung der Blindleistungsbereitstellung für das 380-kV-Übertragungsnetz unter Berücksichtigung des Blindleistungsbedarfs im 110-kV-Netz wird eine vereinfachte Modellanordnung verwendet. Um grundlegende physikalische Zusammenhänge bzw. Abhängigkeiten darstellen zu können, wird die reale Netzkonfiguration einer vermaschten 110-kV-Verteilnetzgruppe auf die wesentlichen Parameter reduziert. Die verwendete Anordnung ist in Abbildung 3 dargestellt.

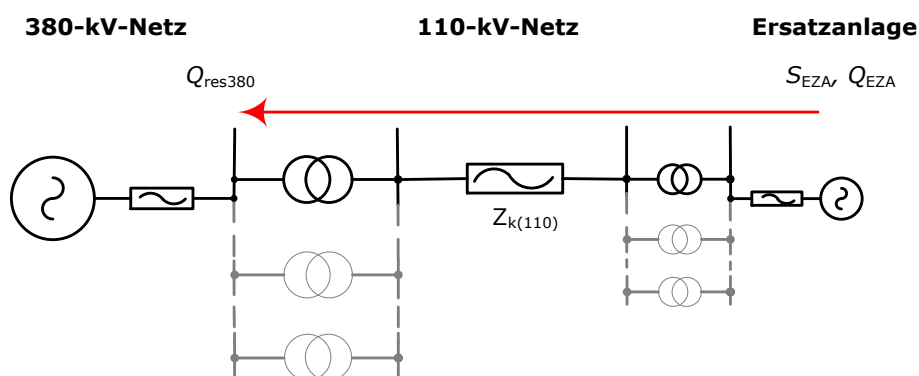


Abbildung 3: Vereinfachtes Berechnungsmodell zur Bestimmung der Blindleistungsbilanz einer 110-kV-Verteilnetzgruppe

Das 380-kV-Übertragungsnetz wird durch eine Erzeugungsanlage und eine Netzimpedanz dargestellt. An diese Anordnung schließen sich die Netztransformatoren zum Anschluss der 110-kV-Verteilnetzebene an. Die Anzahl der Netztransformatoren n_T variiert im realen

Netz zwischen einem und vier, je nach Auslastung und Größe des Netzes. Die Berechnungen basieren auf der Verwendung von drei Netztransformatoren in der Modellanordnung. Verwendung finden 380/110-kV-Transformatoren mit einer Bemessungsleistung S_r von 300 MVA, wie sie auch im Netzentwicklungsplan (NEP) beschrieben werden (50 Hertz et al. 2014). Reale Netzgruppen sind in der Regel durch zwei bis drei 380-/110-kV-Verknüpfungspunkte mit dem Übertragungsnetz verbunden. Aus diesem Grund wird die maximal zulässige Erzeugerleistung im Modell auf 900 MVA ($3 \cdot 300$ MVA) begrenzt. In dieser Untersuchung soll zunächst die Auswirkung der Blindleistungsbereitstellung auf einen VP untersucht werden, weshalb der Einfluss mehrerer VP nicht berücksichtigt ist.

An die Netztransformatoren ist eine vereinfachte 110-kV-Netzanordnung angeschlossen. Diese besteht aus einer Ersatzimpedanz mit einer äquivalenten Leitungslänge von 10 km. Diese äquivalente Leitungslänge wurde durch eine Bewertung der Kurzschlussleistungen in verschiedenen 110-kV-Netzgruppen bestimmt. Die Kurzschlussleistungen der betrachteten Netze betragen bei durchschnittlicher Belastung und Einspeisung zwischen einem und drei GVA. Eine Kurzschlussleistung von zwei GVA und drei Netzkuppeltransformatoren entspricht etwa einer äquivalenten Leitungslänge von 10 km. Die gesamte Ersatzimpedanz enthält die Parameter der Betriebsimpedanzen bezüglich der äquivalenten Leitungslänge und die Betriebskapazitäten einer durchschnittlichen 110-kV-Netzgruppe mit 1000 km Gesamtleitungslänge.

An diese Netzanordnung schließt sich die Ersatzanordnung der EZA, deren Aufbau dem Anschluss eines Windparks weitestgehend entspricht, an. Diese Ersatzanlage ist für die Berechnung in ihrer Leistung frei skalierbar. Der Anschluss an das 110-kV-Verteilnetz erfolgt über eine variable Zahl von Transformatoren (n_{TWEA}). Die Nennleistung dieser Transformatoren beträgt je $S_n = 31,5$ MVA. Es wird angenommen, dass je 20 MW WEA-Einspeiseleistung ein zusätzlicher Transformator benötigt wird. Dies ergibt sich aus einer durchschnittlichen Windparkgröße in Deutschland, welche zwischen 10 MVA und 30 MW Anschlussleistung liegt (BDEW 2013).

Ausgangspunkt für die Betrachtung der Blindleistungsbereitstellung ist die Leistungskennlinie einer WEA am Netzanschlusspunkt (NAP). Diese beschreibt die mögliche Blindleistungsbereitstellung bzw. den möglichen Blindleistungsbezug in Abhängigkeit der Wirkleistungseinspeisung. Abbildung 4 zeigt exemplarisch das PQ-Diagramm einer WEA mit netzgekoppelten Synchrongenerator bzw. Vollumrichter am Netzanschlusspunkt (NAP). Ergänzend sind die PQ-Kennlinien für die Reduzierung der Wirkeinspeisung unter 10 % der Bemessungsleistung P_r (rote Linie) und für das

STATCOM-Verhalten (strichlierte Linie) dargestellt. STATCOM-Verhalten (Static Synchronous Compensator) bedeutet, dass auch ohne Wirkleistungseinspeisung maximal mögliche Blindleistung bereitgestellt bzw. bezogen werden kann.

Die Kennlinie der WEA bildet die Grenze hinsichtlich der Blindleistungsübertragung. Es wird angenommen, dass die frei skalierbarer Ersatzanlage an die äquivalente Impedanz des 110-kV-Netzes angeschlossen wird. Untersucht wird, welche Blindleistung in das 380-kV-Netz übertragen werden kann.

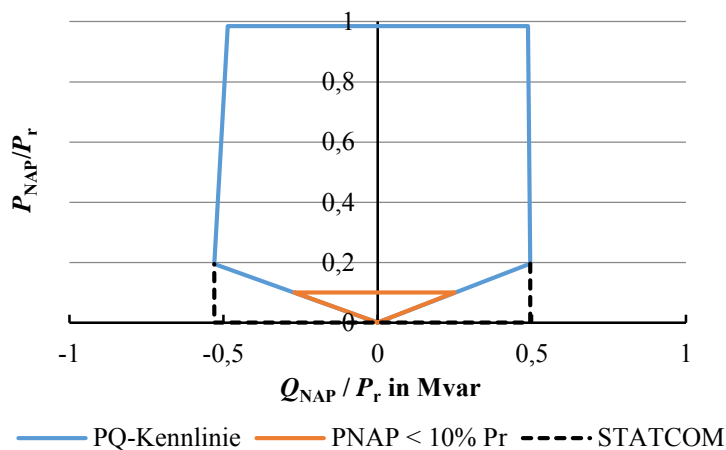


Abbildung 4: Kennlinie einer Beispiel-WEA mit Synchrongenerator und Vollumrichter

2.2.2 Potenziale der Blindleistungsbereitstellung

Mittels der beschriebenen Modellanordnung lässt sich das Kennlinienfeld der Blindleistungsbereitstellung am VP in Abhängigkeit der relativen Anlagenleistung für verschiedene Szenarien darstellen. Die relative Anlagenleistung S_{rel} ergibt sich aus dem Verhältnis der installierten Scheinleistung der Ersatzanlage S_{EZA} zur maximal übertragbaren Leistung, welche durch die 380-/110-kV-Transformatoren begrenzt ist.

$$S_{rel} = \frac{S_{EZA}}{n_T \cdot S_{rT}} \quad (3)$$

Im ersten Fall wird die mögliche Blindleistungsbereitstellung für das Starkwind-Szenario untersucht. Alle Anlagen der skalierbaren Ersatzanlage speisen mit Bemessungswirkleistung P_r ein. In Abbildung 5 ist das PQ-Kennlinienfeld für dieses Szenario am VP dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass ab einer bestimmten Anlagenleistung, die Höhe der bereitstellbaren Blindleistung nicht weiter ansteigt. Somit führt eine Erhöhung der Erzeugungsleistung im Verteilnetz nicht auch zu einer Erhöhung der bereitstellbaren Blindleistung. Dies ist auf die quadratische Abhängigkeit des

induktiven Blindleistungsbedarfs der Leitungen vom Laststrom zurückzuführen. Der Zubau von EZA im Verteilnetz führt bei starker Einspeisung perspektivisch zu einem steigenden induktiven Blindleistungsbedarf des 110-kV-Netzes und somit zur Notwendigkeit kapazitive Blindleistung zur Verfügung zu stellen.

Mit Abbildung 6 wird gezeigt, wie sich der Bereich der Blindleistungsbereitstellung am Verknüpfungspunkt verändert, wenn in einem Starkwindszenario die Wirkleistungseinspeisung der EZA auf $P_w < 0,5 \cdot P_r$ reduziert wird.

Im Vergleich zu Abbildung 5 verschiebt sich die bereitstellbare Blindleistung in Richtung einer erhöhten Blindleistungsabgabe. Dies wirkt der zuvor beschriebenen Problematik entgegen. Durch gezielte Reduzierung der Wirkleistung ist es somit möglich mit zunehmender installierter Leistung von EZA auch zunehmend mehr Blindleistung bereitstellen zu können. Eine zusätzliche Vergrößerung des Bereiches der Blindleistungsbereitstellung ist außerdem nur durch eine deutliche Erhöhung maximal bereitstellbaren bzw. beziehbaren Blindleistung jeder einzelnen WEA möglich.

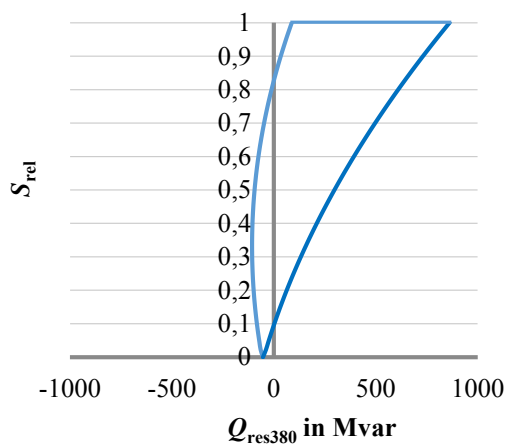


Abbildung 5: Blindleistungsbereitstellung am VP 380 kV im Starkwindszenario (Wirkleistungseinspeisung der EZA mit Bemessungsleistung)

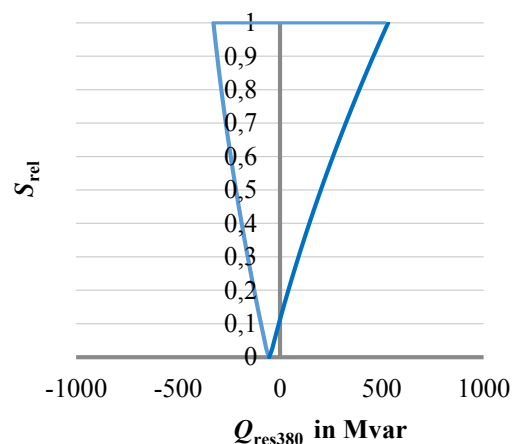


Abbildung 6: Blindleistungsbereitstellung am VP 380 kV mit reduzierter Wirkleistungseinspeisung der EZA $P_w = 0,5 \cdot P_r$

2.2.3 Potenziale der Blindleistungsbereitstellung bei Schwachwind

Ein weiteres Szenario ist die Bereitstellung von Blindleistung bei Schwachwind. Zur Darstellung der Bedeutung dieses Szenarios ist zunächst das Einspeiseverhalten von WEA über ein Jahr zu betrachten. In Abbildung 7 ist exemplarisch die gemessene Summenhäufigkeit der Einspeiseleistung einer Beispielanlage dargestellt. Diese WEA repräsentiert mit etwa 1500 Volllaststunden über ein Jahr eine durchschnittliche onshore-

WEA in Mitteldeutschland. Die Einspeiseleistungen liegen dabei als Stundenwerte zu Grunde.

Es ist festzustellen, dass hohe Einspeiseleistungen nur zu einem geringen Teil des Jahres zu verzeichnen sind. Konkret ist für etwa ein Drittel des Jahres eine Einspeiseleistung von über 10 % der Bemessungsleistung P_r zu erwarten.

Unter Berücksichtigung dieses Sachverhaltes wird die Möglichkeit der Bereitstellung von Blindleistung durch Windenergieanlagen sehr stark eingeschränkt. Wie aus der PQ-Kennlinie der EZA in Abbildung 4 ersichtlich, ist bei einer Wirkleistungseinspeisung unter 10% der Betriebsbereiche stark eingeschränkt. Somit ist eine Bereitstellung bzw. der Bezug von Blindleistung über einen Großteil des Jahres nicht möglich.

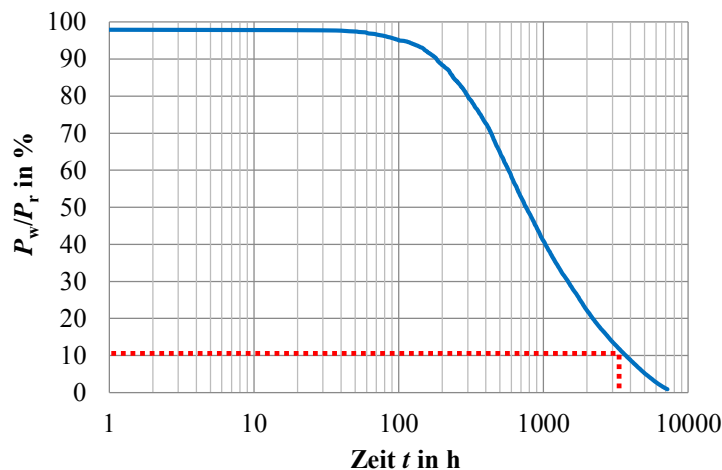


Abbildung 7: Summenhäufigkeit der Einspeiseleistung einer WEA über ein Jahr (8760h)

Unter der Zielsetzung eines zukünftigen Blindleistungsmanagements auf Grundlage von WEA im Verteilnetz hat dies zur Folge, dass eine WEA perspektivisch in der Lage sein muss, unabhängig von der Wirkleistungseinspeisung auch Blindleistung bereit zu stellen. Dieses STATCOM-Verhalten ist technisch grundsätzlich möglich. Jedoch ist dieses Verhalten bei den aktuell installierten Anlagen nicht vorgesehen.

3 Zubaupotenziale von Windenergieanlagen

Die Untersuchung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials von WEA wurde vom Lehrstuhl für Energiewirtschaft (EE²) im Rahmen des Projektes durchgeführt (Hobbie et al. 2014; siehe hierzu auch den ersten Beitrag in diesem Band). Dabei wurde die Fläche Sachsens in 200 x 200 m Raster aufgeteilt. Auf Basis der Art der Landnutzung jedes Rasterfeldes und den vorherrschende statistischen Windprofilen können die nutzbaren

Flächen und deren Wirtschaftlichkeit für den Windenergieausbau bestimmt werden. Diese Potenzialflächen wurden anschließend über ihre Entfernung 110-/20-kV-Netzknoten zugeordnet. Die flächenbezogene Leistungsdichte je Rasterfeld wurde mit der Turbine E-82 mit einer Nennleistung von 2,3 MW von ENERCON ermittelt und beträgt durchschnittlich 0,11 MW/ha. Für die Untersuchung wurde dabei angenommen, dass der Zubau von Windenergieanlagen in Wäldern oder Gebieten mit waldähnlichem Bewuchs sowie in Schutzgebieten nicht zulässig ist.

3.1 Standortqualität, Stromgestehungskosten und Vergütung

Die **Standortqualität** kann jeweils für einen bestimmten Windenergieanlagentyp und einen bestimmten Standort bestimmt werden. Dabei hat jeder Windenergieanlagentyp einen bestimmten Referenzertrag, welcher von der „Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energie“ (FGW 2014) veröffentlicht wird. Die Standortqualität wird bestimmt, indem ein berechneter mittlerer Jahresenergieertrag mit dem Referenzertrag verglichen wird. Der Standort, an welchem die Windenergieanlage ihren Referenzertrag liefert, wird als Referenzstandort mit einer Standortqualität von 100 % festgelegt. In früheren EEG-Versionen durften Windenergieanlagen nur auf Flächen errichtet werden, deren Standortqualität mindestens 60 % beträgt (EEG 2008, 2009). Diese Bestimmung wurde in der aktuellen Version des EEG's gestrichen. Diese Randbedingung wird in der vorliegenden Untersuchung mit betrachtet, da hierdurch ein wirtschaftlich sinnvoller Betrieb von WEA gegeben ist.

Die Standortqualität ist eine relative Größe. Sie ändert sich mit der Auswahl der Windenergieanlagen. Für die Untersuchung wird der Windgenerator E-82E2 von ENERCON mit einer Nennleistung von 2,3 MW verwendet. Der Referenzertrag beträgt 30513 MWh (2653 Volllaststunden).

Stromgestehungskosten (LCOE - Levelized Cost of Energy) sind die Gesamtkosten, welche für die Energieumwandlung von einer anderen Energieform in elektrischen Strom notwendig sind. Die Standortqualitäten und Stromgestehungskosten berechnen sich aus dem Energieertrag. Wird eine 2,3 MW Windenergieanlage von ENERCON als Referenzanlage angenommen, ergibt sich der in Abbildung 8 dargestellte Zusammenhang zwischen Stromgestehungskosten und Standortqualität. Je höher die Standortqualität ist, desto niedriger sind die Stromgestehungskosten und können somit als Bewertungskriterium für den WEA-Zubau herangezogen werden. Abbildung 9 zeigt die nutzbaren Freiflächen Sachsens und deren zugeordnete Stromgestehungskosten.

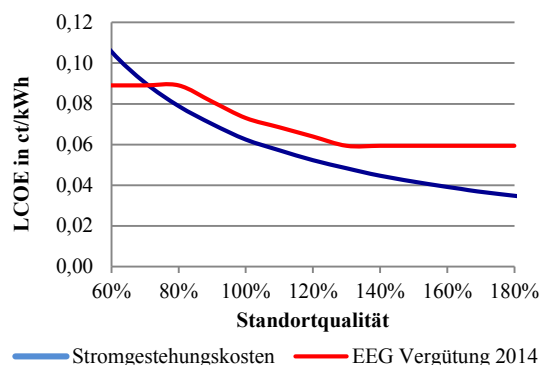


Abbildung 8: LCOE und Vergütung für Wind onshore in Abhängigkeit der Standortqualität

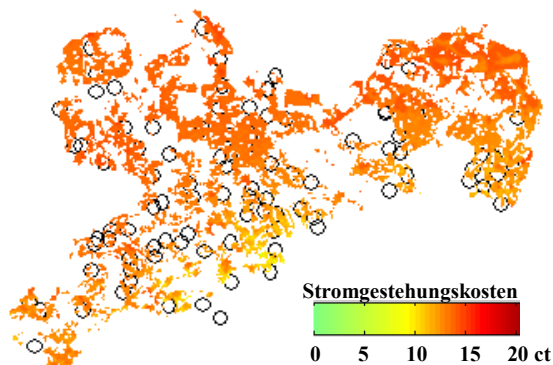


Abbildung 9: Stromgestehungskosten der nutzbaren Freiflächen Sachsens (nach Hobbie et al. 2014)

Die **Vergütung** der Einspeisung durch WEAs ist durch das EEG geregelt. Eine Anlage ist somit nur wirtschaftlich, wenn die Vergütungen über den Stromgestehungskosten liegen. Die Abhängigkeit der durchschnittlich gezahlten Vergütung (20 Jahre) von der Standortqualität ist in Abbildung 8 dargestellt. Aus dieser Abbildung ist zu erkennen, dass eine WEA ab einer Standortqualität von etwa 80 % wirtschaftlich ist.

3.2 Definition der Zubauszenarien

In diesem Kapitel wird der potenzielle Zubau an WEAs für verschiedene Szenarien dargestellt. Dabei wird der Ausbau einheitlich mit dem Anlagentyp E-82 E2 von ENERCON durchgeführt. Die minimale Größe des Windparks an einem Knoten wird dabei zu 9,2 MW angenommen. Dies entspricht vier WEAs. Es werden vorerst zwei Szenarien für das Jahr 2024 bestimmt.

In **Szenario 1** wird der Zubau nach der in der dena-Verteilnetzstudie beschriebenen Methode durchgeführt (dena 2012). Das bedeutet der Zubau auf Gemeindeebene erfolgt nach Verteilung der nutzbaren Freiflächen skaliert auf die geforderte Zubaurate der Bundesregierung. Die Zubaurate wurde in dieser Untersuchung allerdings an den Entwurf der aktuellen EEG-Reform bzw. Netzentwicklungsplan angepasst (BT-Drs. 18/1304, 50Hertz et al. 2014). Weiterhin wurde wie im vorigen Abschnitt beschrieben die 60%-Regel des Referenzertrages berücksichtigt. Flächen mit Windbedingungen unterhalb dieser Grenze werden ausgeschlossen. Zudem wird angenommen, dass die durchschnittliche Lebensdauer einer WEA 20 Jahre beträgt und danach erneuert oder abgebaut wird. Daraus ergibt sich, dass 255 aktuelle Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von 0,45 GW im Jahr 2024 im Netz verbleiben. Somit beträgt die Leistung der zugebauten WEAs

ca. 1,55 GW. Insgesamt werden in diesem Szenario an 35 110-kV-Netzknoten zusätzliche Windenergieanlagen angeschlossen. Die Verteilung ist in Abbildung 11 dargestellt.

Das **Szenario 2** orientiert sich hinsichtlich der Zubaurate an der aktuellen Vergütung von 8,9 ct/kWh. Es wird angenommen, dass alle Flächen deren zugewiesene Stromgestehungskosten unterhalb dieser Grenze liegen für einen Zubau in Frage kommen. Auf dieser Grundlage ergibt sich eine Leistung für die zugebauten WEAs von etwa 2 GW. Der Zubau beginnt in diesem Szenario mit dem wirtschaftlich günstigsten Standort. 255 aktuelle Bestandsanlagen mit einer installierten Leistung von 0,45 GW verbleiben wiederum im Netz. Somit werden in an 17 110-kV-Netzknoten WEAs zugeordnet. Die Verteilung ist in Abbildung 12 dargestellt.

Bemerkung: Es ist darauf hinzuweisen, dass an einigen Netzknoten ein sehr hoher Windenergiezubau ausgewiesen wird (>300 MW). In der Praxis wird diese hohe Einspeiseleistung verteilt im 110-kV-Netz angeschlossen.

3.3 Bewertung der Standortverteilung der Szenarien

Die lokale Verteilung des Windenergiezubaus variiert zwischen den verschiedenen Szenarien. Es ist zu erkennen, dass der Zubau nach nutzbaren Freiflächen und ohne Berücksichtigung der 60 %-Regel gleich verteilt in Sachsen prognostiziert wird (Abbildung 10). Wird eine Standortqualität von 60 % des Referenzertrages als Grenze angenommen, so verlagert sich der Zubau Richtung Süden bzw. Osten. Bei einem Zubau beginnend mit den wirtschaftlich günstigsten Standorten findet eine weitere Konzentration der Standorte im Süden statt. Lediglich zwei Zubaugebiete verbleiben im Osten von Sachsen (vgl. Abbildung 11 und Abbildung 12).

Durch die verschiedenen Methoden der Bestimmung des Zubaus werden die verfügbaren Freiflächen mit ihren zugeordneten Qualitäten unterschiedlich genutzt. Abbildung 13 zeigt die Standortverteilungen der Windenergieanlagen für die untersuchten Szenarien. Zum Vergleich ist die Bewertung der aktuell im Netz befindlichen Bestandsanlagen, auf Basis ihrer Einspeisewerte, dargestellt. Die größte Anzahl der ans Netz angeschlossenen Windenergieanlagen haben eine Qualität zwischen 40 % und 100 %. Diese Verteilung deckt sich auch mit der Untersuchung des WindGuard (2013). Zukünftig sollten allerdings mehr Standorte mit einer höheren Qualität genutzt werden. Dies ist auch in Abbildung 13 zu erkennen. Die zwei betrachteten Szenarien weisen eine deutlich günstigere Standortverteilung im Vergleich zum aktuellen Bestand auf. Aus dieser Sicht ist ein Zubau verteilt auf den nutzbaren Freiflächen ohne Berücksichtigung der Standortqualität nicht zielführend.

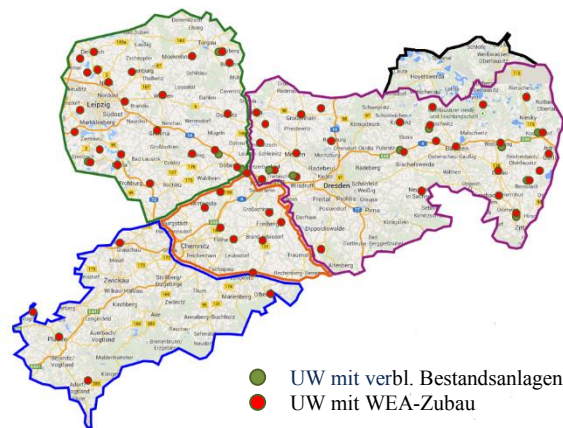


Abbildung 10: Zubau nach nutzbaren Freiflächen, ohne 60 %-Regel

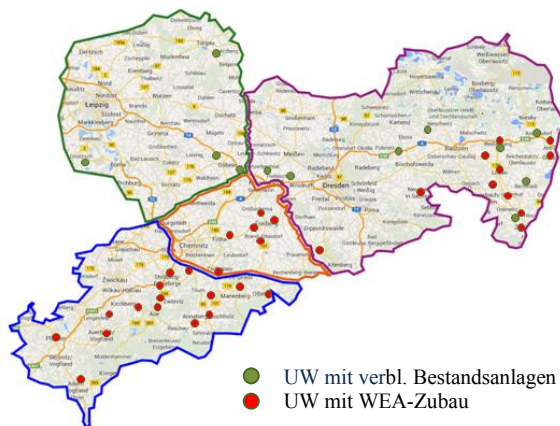


Abbildung 11: Zubau nach nutzbaren Freiflächen, mit 60 %-Regel

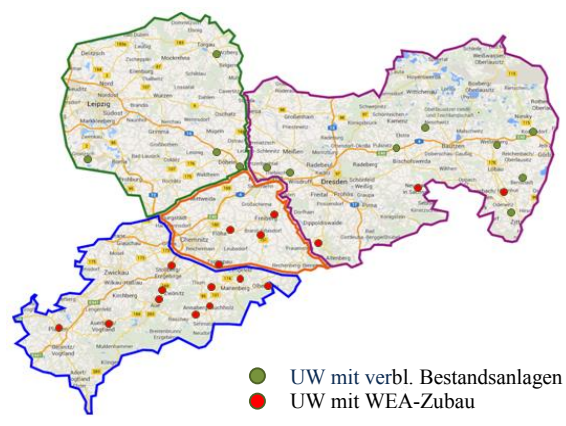


Abbildung 12: Zubau nach günstigsten Standorten

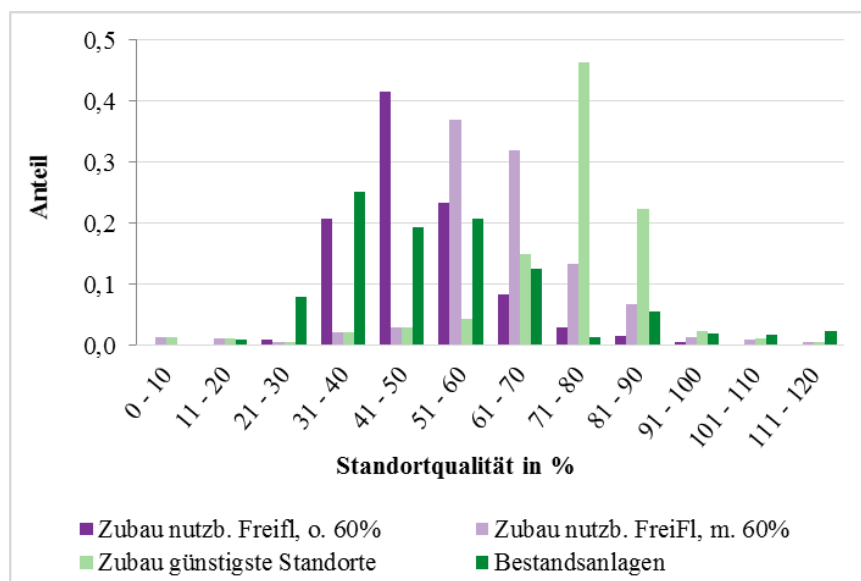


Abbildung 13: Verteilung der WEA-Standortqualität der verschiedenen Ausbau-Szenarien

4 Leitungsausbau

Auf Grund des geplanten Zubaus von WEAs im Verteilnetz kommt es zu einer stärkeren Auslastung der Übertragungsleitungen. Dies führt dazu, dass in bestimmten Bereichen die Belastung so ansteigt, dass die (n-1)-Sicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann. Die maximale Leitungsbelastung für die (n-1)-Sicherheit liegt bei 70 % bzw. bei 85 % bei starker Windeinspeisung (dena 2010). Als kritisches Szenario für diese Untersuchung wird eine Einspeisung mit Nennleistung und eine Reduzierung der Last auf 30 % der Maximallast angenommen.

Der Leitungsausbau beginnt immer mit der Leitung mit der höchsten Überlastung. Für den Leitungsausbau wird dabei ein Austausch des aktuellen Leitertyps durchgeführt. Der neue Leiter ist mit einem zulässigen Dauerstrom von 1400 A belastbar. Ist dieser danach immer noch überlastet, wird eine zweite Leitung parallel installiert. Im Falle von überlasteten Transformatoren wird ein weiterer Transformator parallel geschaltet. Die Länge des benötigten Leitungsaubaus wurde mit Hilfe der Website www.flosm.de bestimmt (123map 2014).

Der Leitungsausbau für Szenario 1 findet im Bereich von Süd-Ost- bis Süd-West-Sachsen statt. Die auszubauende Leitungslänge beträgt insgesamt etwa 260 km.

Der Leitungsausbau in Szenario 2 erfolgt konzentriert in Mittel- bis Süd-West-Sachsen. Die auszubauende Leitungslänge ist mit etwa 225 km etwas geringer als in Szenario 1. Dies ist darauf zurück zu führen, dass der Windenergiezubau auf einem kleineren Gebiet erfolgt. Somit werden einzelne Leitungen deutlich höher belastet. Die auszubauende Leitungslänge wird dadurch allerdings reduziert.

5 Blindleistungspotenziale von 110-kV-Verteilnetzen

Im Folgenden soll nun untersucht werden welches Potenzial einzelne 110-kV-Verteilnetzgruppen haben Blindleistung für das Übertragungsnetz bereit zu stellen. Die Simulationen hierfür werden an realitätsnahen 110-kV-Verteilnetzmodellen mit DiGSILENT PowerFactory durchgeführt. Mit Hilfe eines implementierten Particle-Swarm-Algorithmus, wird der optimale Arbeitspunkt jedes Windparks im Netz unter Berücksichtigung der Transformatorstufensteller zum Übertragungsnetz bestimmt, um sowohl maximal kapazitive als auch induktive Blindleistung bei unterschiedlichen Windbedingungen und Lastsituationen bereitzustellen (Cabadag et al. 2014). Dabei werden sowohl die Spannungsgrenzen an den Sammelschienen, als auch die Kennlinien der

Erzeugungsanlagen (siehe Abbildung 4) als Randbedingungen berücksichtigt. Für die aktive Blindleistungsregelung werden alle konventionellen Kraftwerke und die zukünftig installierten EZA verwendet. Bestandsanlagen, deren Möglichkeiten zur aktiven Blindleistungsregelung ungewiss sind, werden mit einem festen $\cos \phi$ von $\pm 0,95$ betrieben. In den folgenden Bildern sind die Bereiche einer möglichen Blindleistungsübertragung für das Übertragungsnetz in Abhängigkeit der auf die Bemessungsleistung (P_r) bezogenen Einspeiseleistung (P) der WEA dargestellt. Die Abbildungen zeigen dabei Blindleistungssumme der gesamten Netzgruppe Q_{Netz} . Das Netz weist dabei die Struktur eines typisch ländlich geprägten 110-kV-Verteilnetzes auf. Abbildung 14 zeigt dabei den Blindleistungsbereich für die Methode nach der dena-Verteilnetzstudie (Szenario 1) und Abbildung 15 den Bereich für das entwickelte Verfahren (Szenario 2). In Tabelle 2 sind die installierten Leistungen der WEA für dieses Netz zusammengefasst.

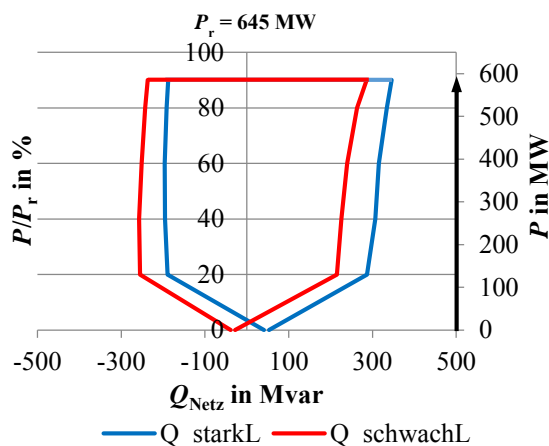


Abbildung 14: Q-Bereich Landnetz - Szenario 1

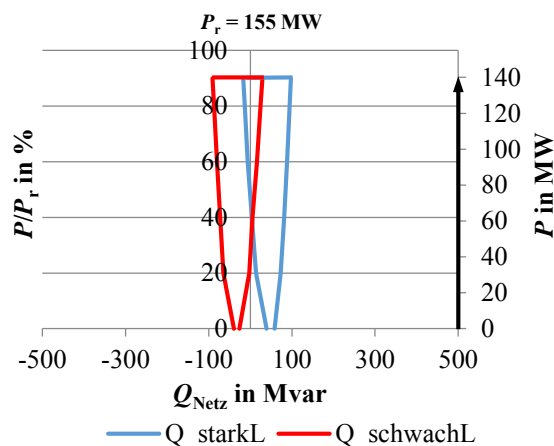


Abbildung 15: Q-Bereich Landnetz - Szenario 2

Es ist ein signifikanter Unterschied zwischen den beiden Szenarien zu erkennen, welcher auf die unterschiedliche Höhe der installierten Leistungen als auch auf die Verteilung der Anlagen im Netz zurück zu führen ist. Während im ersten Szenario in alle Einspeise- und Lastsituationen ein breiter Bereich der Blindleistung bereitgestellt werden kann, führt eine aktive Regelung in Szenario 2 nur zu einem sehr begrenzten Blindleistungsbereich. Aufgrund der spezifischen Netz-/ Verbraucherstruktur ist jedoch eine ausgeglichene Blindleistungsbilanz innerhalb des 110-kV-Verteilnetzes möglich. Die Unterschiede der beiden Szenarien zeigen die Problematik bei der Prognose von Blindleistungspotenzialen im Verteilnetz. Eine Verteilung nach wirtschaftlich günstigen Standorten und einer Mindestgröße der Windparks für die Installation im 110-kV-Verteilnetz scheint sinnvoll, jedoch ist eine genaue Bestimmung der Ausbaustandorte aufgrund mangelnder Kenntnisse

über Besitzverhältnisse der nutzbaren Flächen, Einzelgebäude wie Bauernhöfe auf Großflächen und das Vorkommen seltener Tierarten nicht möglich.

Tabelle 2: Installierte WEA-Leistungen in einer ländlichen 110-kV-Netzgruppe in Abhängigkeit vom Ausbauszenario

	Zubau in MW	Bestand in MW	Gesamt in MW	Anzahl der Windparks
Szenario 1	522	123	645	15
Szenario 2	32	123	155	6

Unterschiede bei der Blindleistungsbereitstellung lassen sich auch aufgrund der Netzstruktur ausmachen. Städtisch geprägten 110-kV-Verteilnetzen haben aufgrund einer höheren Lastdichte, einem stärkeren Vermaschungsgrad, eines geringerer Potenziale für WEA und einer größeren Anzahl konventioneller Kraftwerke ein grundsätzlich anderes Verhalten. Die folgenden Abbildungen zeigen Blindleistungsbereitstellung eines solchen städtischen 110-kV-Beispielnetzes für das Szenario 1, jeweils mit bzw. ohne zusätzliche konventionelle Kraftwerke. In Tabelle 3 sind die installierten Leistungen der WEA für dieses städtische 110-kV-Verteilnetz zusammengefasst.

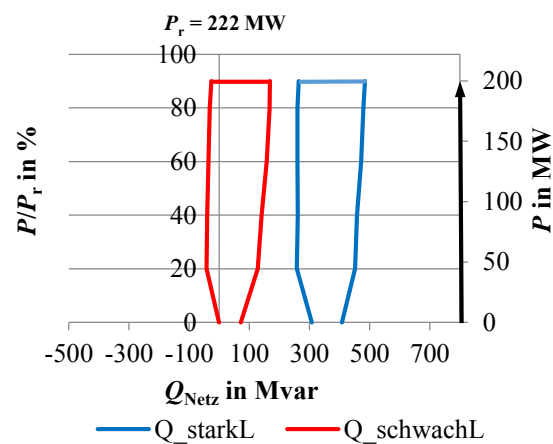
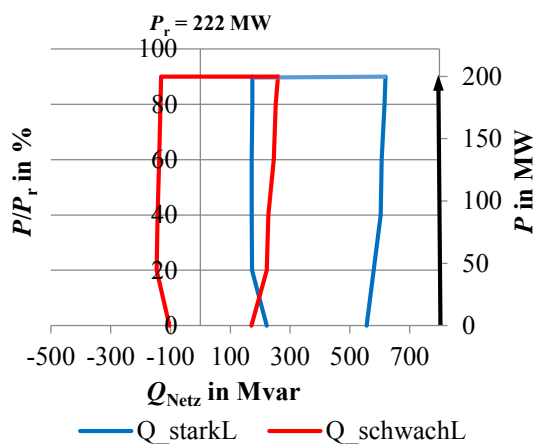


Abbildung 16: Q-Bereich Stadtnetz mit konv. KW **Abbildung 17: Q-Bereich Stadtnetz ohne konv. KW**

Im Vergleich zum ländlich geprägten 110-kV-Verteilnetz ist hier eine deutliche Verschiebung der Kennlinie in den induktiven Bereich festzustellen. Dies ist auf die deutlich höhere Gesamtlast und somit höhere Grundbelastung der Leitung zurück zu führen. Es ist allerdings fest zu halten, dass in diesem Beispielnetz ein geringer Kabelanteil vorhanden ist. Weiterhin hat vor allem der Einfluss des konventionellen Kraftwerkes mit einer Bemessungsleistung S_r von 260 MW großen Anteil an der Breite des

Blindleistungsbereiches (vgl. Abbildung 16 und Abbildung 17). So kann in diesem Netz ohne dieses konventionelle Kraftwerk nahezu keine Blindleistung bereitgestellt werden.

Tabelle 3: Installierte WEA-Leistungen in einer städtischen 110-kV-Netzgruppe in Abhängigkeit vom Ausbauszenario

	Zubau in MW	Bestand in MW	Gesamt in MW	Anzahl der Windparks
Szenario 1	173	49	222	6
Szenario 2	173	49	222	5

Bemerkung: Der Bereich zwischen den Schnittpunkten auf der x-Achse einer Kurve wird durch die Stufensteller der Netzkupplertansformatoren hervorgerufen. Durch eine Veränderung der Stufenposition kann der Leistungsfluss innerhalb der Netzgruppe beeinflusst werden, was auch in einer Veränderung der Blindleistungsbereitstellung resultiert.

6 Zusammenfassung

Die Potenziale zur Bereitstellung von Blindleistung in 110-kV-Verteilnetzen sind durch den zukünftig starken Zubau von EZA, insbesondere von WEA, gegeben. Jedoch ist der Regelbereich durch die zurzeit vorgegebene Blindleistungseinspeisung stark eingeschränkt. Um das volle Potenzial ausschöpfen zu können müssen unterschiedliche Rahmenbedingungen angepasst werden. Es ist zum einen erforderlich, dass mittels Wirkleistungsreduzierung Einfluss auf das Blindleistungsmanagement genommen werden kann. Zum anderen kann eine ganzjährige Bereitstellung von Blindleistung nur realisiert werden, indem eine Modifizierung der PQ-Kennlinien zum STATCOM-Verhalten am Netzanschlusspunkt vorgenommen wird.

Des Weiteren ist die Prognose einer räumlich detaillierten Zuordnung des Zubaus von WEA mit starken Unsicherheiten verbunden. Eine Verteilung nach wirtschaftlich günstigen Standorten und einer Mindestgröße der Windparks für den Anschluss an das 110-kV-Verteilnetz scheint sinnvoll. Jedoch ist eine genaue Bestimmung der Ausbaustandorte aufgrund fehlender Kenntnisse über Besitzverhältnisse der nutzbaren Flächen, Einzelgebäude wie Bauernhöfe auf Großflächen und das Vorkommen seltener Tierarten nicht möglich. Die Auswirkungen auf das Blindleistungsmanagement sind signifikant.

Unterschiede bei der Bereitstellung von Blindleistung am Verknüpfungspunkt ergeben sich auch aufgrund der Netzstruktur. So ist das Verhalten von städtisch geprägten 110-kV-Verteilnetzen aufgrund höherer Lastdichten, einem stärkeren Vermaschungsgrad, einem

geringeren Potenzial für WEA und einer größeren Anzahl konventioneller Kraftwerke grundlegend verschieden. Weitere Analysen sollten eine Abhängigkeit der Blindleistungspotenziale von 110-kV-Verteilnetzen von der Netzstruktur, dem WEA-Zubau, der Verteilung der WEA und der Lastsituation bestimmen.

7 Literaturverzeichnis

123map GmbH & Co.KG (2014): *www.flosm.de*

50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH (2014): *Entwurf - Netzentwicklungsplan Strom 2014*, s.l.: s.n.

50Hertz Transmission GmbH (2013): <http://www.50hertz.com/de/Kennzahlen/Netzbelastung>

BDEW (2013): *Kraftwerkspark Deutschland*. Abgerufen unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Konventioneller-Kraftwerkspark

BT-Drs. 18/1304 (2014): Drucksache des Deutschen Bundestages 18/1304 vom 05.05.2014. Gesetzentwurf der Bundesregierung. *Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts*.

Cabadag, R., Schmidt, U. & Schegner, P. (2014): *Reactive Power Capability of a Sub-Transmission Grid Using Real-Time Embedded Particle Swarm Optimization*. Istanbul: s.n.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2010): *dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin: s.n.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): *dena-Verteilnetzstudie*, Berlin: s.n.

Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien (2014): www.wind-fgw.de

Hobbie, H., Schippers, V., Zipf, M., & Möst, D. (2014): *Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen*. <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350>. Schriften des Lehrstuhles für Energiewirtschaft, TU Dresden.

Melzer, H. (2010): *Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV*, ETG Fachbericht 132, s.l.: s.n.

Pundt, H. & Schegner, P. (1997): *Wissensspeicherheft Energiesysteme*. s.l.: TU Dresden.

WindGuard (2013): *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*, Varel: s.n.

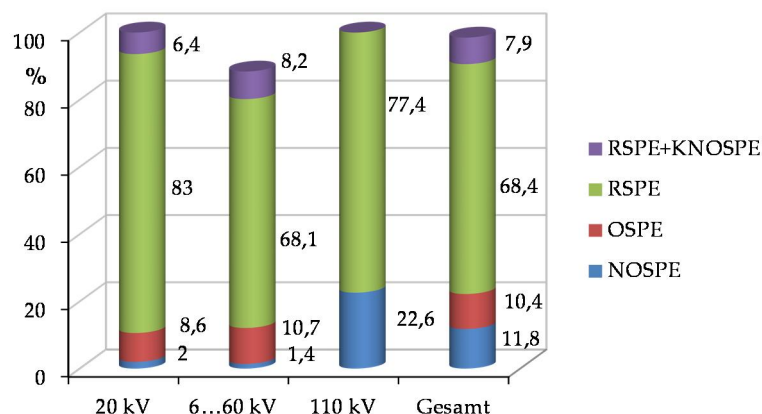
Tendenzen in der Sternpunktbehandlung der 110-kV-Verteilnetze unter dem Einfluss des Zubaus regenerativer Erzeugungsanlagen

Uwe Schmidt

Uwe Schmidt hat an der TU Ilmenau studiert. Von 2000 bis 2006 arbeitete er bei der KEMA IEV GmbH in Dresden. Im Jahre 2013 promovierte er an der TU Chemnitz. Seit 2013 arbeitet er an der Professur für Elektroenergieversorgung der TU Dresden als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Arbeitsgruppe Planung und Betrieb von Netzen. Sein Forschungsschwerpunkt ist die Isolationskoordination und die Sternpunktbehandlung in den Verteilnetzen.

1 Ausgangslage

In Deutschland, der Schweiz und Österreich dominiert in den Verteilnetzen die Resonanz-Sternpunktterdung (RSPE). Gegebenenfalls wird die Resonanz-Sternpunktterdung mit einer Kurzzeitigen Sternpunktterdung (KNOSPE) kombiniert.



- RSPE - Resonanz-Sternpunktterdung
- KNOSPE - Kurzzeitige Niederohmige Sternpunktterdung
- OSPE - ohne Sternpunktterdung
- NOSPE - Niederohmige Sternpunktterdung

Abbildung 1: Art der Sternpunktbehandlung in Abhängigkeit der Spannungsebene (D-A-CH) bezogen auf die Anzahl der Netze (ETG 2012)

In Abbildung 1 ist der Anteil der verschiedenen Sternpunktarten im Jahr 2011 für die jeweiligen Netze angegeben (ETG 2012). Der relative Anteil ist dabei bezogen auf die Anzahl der Netze.

Aus Abbildung 1 wird deutlich, dass in den Verteilnetzen die Resonanz-Sternpunktterdung dominiert. Dies trifft insbesondere auch auf die Netze in Sachsen zu. In den 110-kV-Netzen Sachsens beträgt der Anteil der Resonanz-Sternpunktterdung 100 %. Grundprinzip der Resonanz-Sternpunktterdung (siehe Abbildung 2) ist die Kompensation des kapazitiven Erdschlussstromes \underline{I}_{CE} durch eine Spule am Transformator-Sternpunkt (Sternpunkt-Drossel oder Petersen-Spule)¹.

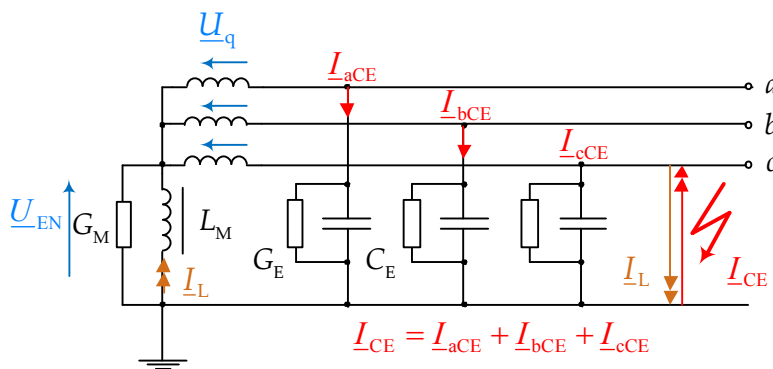


Abbildung 2: Prinzip der Resonanz-Sternpunktterdung (vereinfachte Darstellung)

Der kapazitive Erdschlussstrom des Netzes bestimmt sich aus der Summe der Teilströme der Phasen a , b und c und lässt sich mit angenommener Symmetrie des Netzes zu Gleichung (1) berechnen, wobei die Spannung U_n der Nennspannung des Netzes entspricht.

$$I_{CE} = 3 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}} \cdot \omega \cdot C_E \quad (1)$$

Im Falle eines einpoligen Fehlerstromes gilt bei exakter Abstimmung der Erdschlussdrossel mit der Induktivität L_M auf den kapazitiven Erdschlussstrom \underline{I}_{CE} die Gleichung (2).

$$3 \cdot j\omega \cdot L_M = \frac{1}{j\omega \cdot C_E} \quad (2)$$

Die auf den kapazitiven Erdschlussstrom I_{CE} bezogene Abweichung der Abstimmung wird als Verstimmungsgrad v definiert.

¹ Nach ihrem Entwickler: Petersen, W., 1880 - 1946.

$$v = \frac{I_{CE} - I_L}{I_{CE}} \quad (3)$$

Über der Fehlerstelle verbleibt bei exakter Abstimmung ($v = 0$) ein Erdschluss-Reststrom I_{Rest} , der nur eine Wirkkomponente aufweist. Ursache des Reststromes I_{Rest} sind die Ableitbeläge des Netzes G_E und die ohmschen Ableitwerte des Transformators sowie der Erdschluss-Drossel G_M . Bei reiner 50-Hz-Erregung ergibt sich dann ein Reststrom $I_{Rest(50)}$ nach Gleichung (4).

$$\begin{aligned} \underline{I}_{Rest(50)} &= \underline{I}_{CE} \cdot (d + j \cdot v) \\ \underline{I}_{Rest(50)} &= \underline{I}_{CE} \cdot \sqrt{d^2 + v^2} \end{aligned} \quad (4)$$

Bei geringer Dämpfung und kleinem Verstimmungsgrad werden bei derzeitig üblichen Netzausdehnungen Erdschluss-Restströme I_{Rest} wirksam, die zu den wesentlichen Vorteilen der Resonanz-Sternpunktterdung führen. Diese sind:

- eine selbständige Verlöschung des Erdschluss-Lichtbogens
- ein möglicher Betrieb des Netzes im Falle eines einpoligen Fehlers (Erdfehler)
- unbedeutende Beeinflussung benachbarter Steuer- und Telekommunikationsanlagen
- nur geringe stationäre Berührungsspannungen an der Erdschlussstelle
- geringe Überspannungen bei wiederkehrender Spannung über der Erdschlussstelle.

Der Zubau regenerativer Erzeugungsanlagen und die veränderten Aufgaben zur Erbringung von Systemdienstleistungen in den Verteilnetzen führt auch zu einem Zubau von Freileitungen und Kabeln und damit zu einer Erhöhung der kapazitiven Erdschlussströme \underline{I}_{CE} .

2 Einfluss des Leitungszubaus auf den Erdschluss-Reststrom

Der Zubau kann mit Freileitungen und Kabeln erfolgen, wobei sich dabei der kapazitive Erdschlussstrom \underline{I}_{CE} wesentlich unterscheidet. Kabel weisen einen deutlich größeren kapazitiven Erdschlussstrom \underline{I}_{CE} auf. Ursache ist der geometrische Aufbau und die relative Dielektrizitätszahl $\varepsilon_r = 2,3$ der Isolierung VPE. Dies bedeutet auch eine größere Kompensationsleistung, die in Form von Erdschluss-Drosseln bereitgestellt werden muss. Die erforderliche Kompensationsleistung Q_L berechnet sich formal zu Gleichung (5).

$$Q_L = 3 \cdot \left(\frac{U_n}{\sqrt{3}} \right)^2 \cdot \omega \cdot C_E = \underline{\underline{U_n \cdot \omega \cdot C_E}} \quad (5)$$

In Tabelle 1 sind Kapazitätsbeläge C'_E , der kapazitive Erdschlussstrom I'_{CE} angegeben.

Tabelle 1: Kapazitätsbeläge und kapazitiver Erdschlussstrom von Freileitungen und Kabeln

	ERDKAPAZITÄT C'_E	KAPAZITIVER ERDSCHLUSSSTROM I'_{CE}
Nennspannung 20 kV		
Freileitung	0,014 $\mu\text{F/km}$	0,84 A/km
Kabel	0,3 $\mu\text{F/km}$	17,9 A
Nennspannung 110 kV		
Freileitung	0,011 $\mu\text{F/km}$	0,15 A
Kabel	0,2 $\mu\text{F/km}$	3,3 A

Aus Tabelle 1 wird deutlich, dass insbesondere der Kabelzubau im 110-kV-Netz zu einem hohen Anstieg des kapazitiven Erdschlussstromes I_{CE} führen wird. Erfolgt der Netzaus- und Netzzubau mit Kabeln, werden in der Regel VPE-isolierte Kabel eingesetzt. Diese haben, bezogen auf den kapazitiven Erdschlussstrom I_{CE} , deutlich geringe Ableitbeläge G'_E . In Tabelle 2 sind typische Ableitbeläge und die daraus resultierenden Ableitströme angegeben.

Tabelle 2: Kapazitätsbelag und Ableitstrom von Freileitungen und Kabeln (Frowein et al. 2014)

	ABLEITBELAG G'_E	ABLEITSTROM I'_{GE}
Freileitung	0,46 S/km	2,9 A/km
Kabel	0,59 S/km	3,7 A/km

Bei gleichem Verstimmungsgrad haben Kabel damit einen größeren Erdschluss-Reststrom I_{Rest} als Freileitungen. In Abbildung 3 ist der Erdschluss-Reststrom I_{Rest} über dem Verstimmungsgrad v angegeben (Verstimmungsgrad-Kurve). In der Berechnung wurden die Verluste der Drossel mit $p_{v(\text{SPE})} = 2\%$ angesetzt.

In Abbildung 3 wurde der Erdschluss auf der Sammelschiene des speisenden Umspannwerkes angenommen. Längsimpedanzen von Freileitungen und Kabeln zum

Fehlerort wurden dabei vernachlässigt. Bei Berücksichtigung der Impedanzen fehlerbehafteter Leitungen werden Verschiebungen der Verstimmungsgrad-Kurve wirksam, die zu einer weiteren Erhöhung des Erdschluss-Reststromes führen können (Frowein et al. 2014).

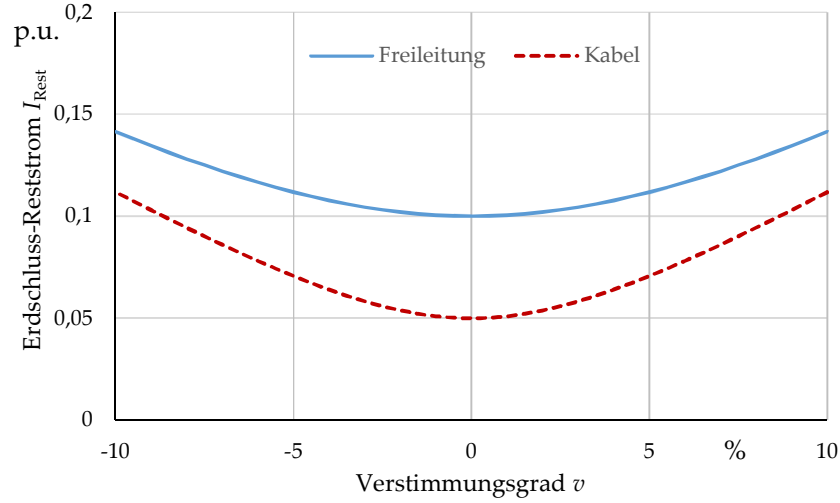


Abbildung 3: Verstimmungsgrad-Kurve für Kabel und Freileitungen

Unsymmetrische Leiter-Erde-Kapazitäten $C_{aE} \neq C_{bE} \neq C_{cE}$ führen zu unsymmetrischen Leiter-Erde-Spannungen und damit zu einer merklichen Verlagerungsspannung $\underline{U}_{EN} \approx \underline{U}_{ME}$ auch im ungestörten Betrieb des Netzes. Die Verlagerungsspannung \underline{U}_{ME} berechnet sich mit $\underline{Y}_{iE} = G_{iE} + j \cdot \omega C_{iE}$ und dem Versor \underline{a} zu Gleichung (6).

$$\underline{U}_{ME} = \frac{-\underline{U}_q \cdot (\underline{Y}_{aE} + \underline{a}^2 \underline{Y}_{bE} + \underline{a} \underline{Y}_{cE})}{\underline{Y}_{aE} + \underline{Y}_{bE} + \underline{Y}_{cE} + \underline{Y}_M} \quad (6)$$

In reinen Freileitungsnetzen werden vereinzelt Verlagerungsspannungen von $u_{ME} \approx 30\%$ wirksam (siehe ETG-Fachbericht, 2012). Aufgrund der symmetrischen geometrischen Anordnung von Einleiter-VPE-Kabeln führen zunehmende Kabelanteile zu einer Symmetrierung der Leiter-Erde-Spannungen des Netzes. Der betriebliche Verstimmungsgrad kann damit in Netzen mit Kabelanteil reduziert werden (Frowein et al. 2014).

3 Einfluss zunehmender Oberschwingungsanteile auf den Erdschluss-Reststrom

Der Erdschluss-Reststrom I_{Rest} mit Berücksichtigung der Oberschwingungsanteile bestimmt sich zu Gleichung (7).

$$I_{\text{Rest}} = I_{\text{CE}} \cdot \sqrt{d^2 + v^2 + \sum_v \left(\frac{I_v}{I_{\text{CE}}} \right)^2} \quad (7)$$

Die Größenordnung der Anteile Harmonischer im Erdschluss-Reststrom I_{Rest} hängt dabei von den Quellen im Netz, vom Verstimmungsgrad v und von der Fehlerimpedanz Z_{F} ab. Die frequenzabhängige Impedanz des Netzes wird wesentlich von der Netztopologie und damit von den im Netz befindlichen Leitungen bestimmt (Schmidt & Schegner 2014). Dabei werden im Wesentlichen Eigenfrequenzen wirksam, die im Frequenzbereich bis ca. $f \approx 2 \text{ kHz}$ die Impedanz-Frequenz-Charakteristik bestimmen. Bei den im 110-kV-Netz relevanten Leitungslängen ℓ_{line} können die Eigenfrequenzen der Freileitungen und Kabel im Bereich charakteristischer Harmonischer liegen. Diese lassen sich auf der Grundlage der Leitungsgleichungen bestimmen (Schmidt & Schegner 2014). Parallelresonanzen werden als Maxima der Impedanz, Reihenresonanzen als Minima der Impedanz wirksam, wobei die Lage der Resonanzstellen ortsabhängig ist. Insbesondere in den Bereichen der Reihenresonanzen werden Stromüberhöhungen wirksam.

Für wenig ausgedehnte Netze insbesondere für die Mittelspannungsebene können die dominierenden Eigenfrequenzen bei Kenntnis der Parameter des Mit- (Index 1), Gegen- (Index 2) und des Nullsystems (Index 0) bestimmt werden. Die dominierende Eigenfrequenz des Parallelschwingkreises im Mit- und Gegensystem lässt sich dabei vereinfachend aus der Streuinduktivität der Transformatoren $L_{\sigma\text{T}}$ und der Ersatzkapazität des Mitsystems C_1 bestimmen.

$$f_{\text{e1(N)}} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \sqrt{L_{\sigma\text{T}} \cdot C_1}} \quad (8)$$

Die Resonanzstelle des Reihenschwingkreises ergibt sich aus der Reihenschaltung der Parallelschwingkreise von Mit-, Gegen- und Nullsystem und lässt sich vereinfacht zu Beziehung (9) angeben:

$$f_{\text{e(E)}} = \frac{1}{2 \cdot \pi} \cdot \sqrt{\frac{L_0 + 2L_1}{2L_1 \cdot L_0 \cdot C_0 + L_1 \cdot L_0 \cdot C_1}} \quad (9)$$

Für das stark vereinfachte 110-kV-Netz nach Abbildung 4 berechnet sich mit Beziehung (9) eine Eigenfrequenz der Reihenresonanz von $f_{e(\text{Ed})} \approx 295 \text{ Hz}$. Demzufolge sind im Bereich der 5. Harmonischen Stromüberhöhungen denkbar.

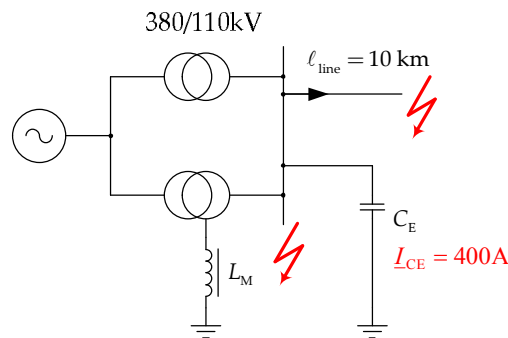


Abbildung 4: Stark vereinfachtes 110-kV-Netz

Eine vollständig berechnete Impedanz-Frequenzcharakteristik des Netzes ist in Abbildung 5 angegeben (Schmidt & Schegner 2014).

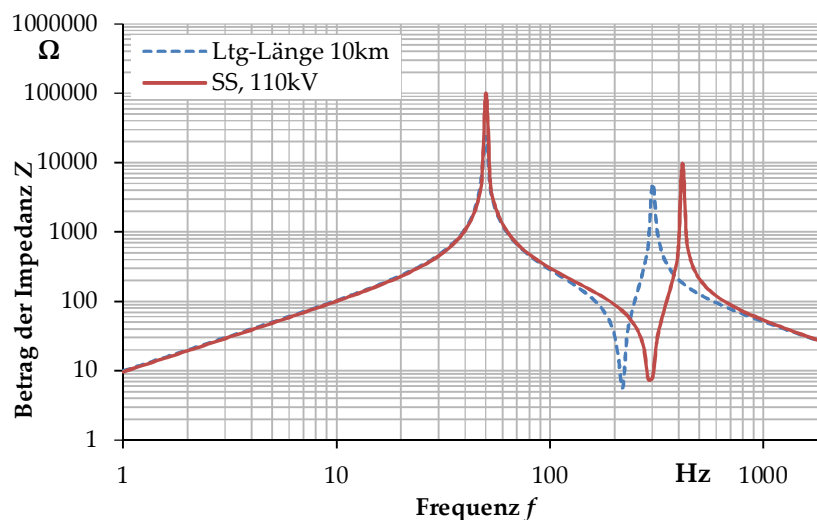


Abbildung 5: Impedanz-Frequenz-Charakteristik des vereinfachten 110-kV-Netzes

Ergänzend erfolgt in Abbildung 5 die Angabe der Impedanz-Frequenz-Charakteristik für einen Fehler in 10 km Entfernung vom Umspannwerk. Dabei wird deutlich, dass Beziehung (9) abgesicherte Ergebnisse nur für Fehler im Bereich der Sammelschienen zulässt. Erweiterte Betrachtungen und die Berechnung des Erdschluss-Reststromes sind bei Berücksichtigung der Netzstruktur aber möglich. Ein entsprechendes Verfahren wird in Schmidt et al. (2014) vorgestellt.

Mit Beziehung (9) lassen sich aber schnell kritische Netzkonfigurationen unter Vernachlässigung des Einflusses von Leitungen abschätzen. Ein direkter Zusammenhang zwischen den Pegeln der Harmonischen der Netzspannung des ungestörten Betriebes und den Anteilen der Harmonische im Erdschluss-Reststrom Abbildung 6 zeigt die

frequenzabhängige Impedanz einer 110-kV-Netzstruktur mit einem $I_{CE} = 400 \text{ A}$ bei einem Fehlerort im Zuge der Freileitung.

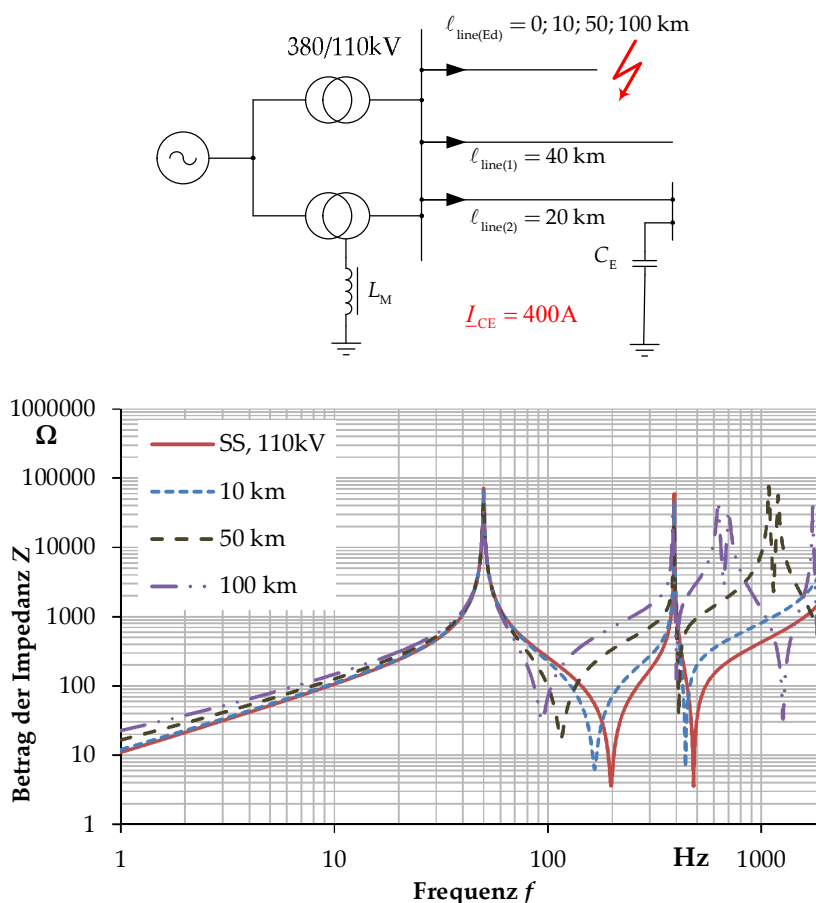


Abbildung 6: Impedanz-Frequenz-Charakteristik einer 110-kV-Netzstruktur in Abhängigkeit des Fehlerortes

Über der gesamten Länge der Leitung werden unterschiedlich hohe Werte des Erdschluss-Reststromes I_{Rest} , insbesondere bei Anteilen der 3. Harmonischen der Netzfrequenz auftreten.

4 Obergrenzen des Erdschluss-Reststromes im 110-kV-Netz

In der DIN VDE 0845-6-2 (Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen, Teil 2: Beeinflussung durch Drehstromanlagen)², werden auf der Basis von Löschgrenzen Obergrenzen des Erdschluss-Reststromes I_{Rest} angegeben. Die genutzten Werte basieren aber auf Untersuchungen und Erfahrungen zur Lichtbogenlöschung von Erdschluss-Lichtbögen, die in ihren Ergebnissen große

² alt: DIN VDE 0228 Teil 2

Unsicherheiten aufweisen. So spielen Wetter, Elektrodenanordnung, Netzkonfiguration und Zündbedingungen eine entscheidende Rolle, die nur unzureichend berücksichtigt werden konnten. Es stellt sich somit die Frage, ob der Ansatz von „Löschgrenzen“ physikalisch abgesichert werden kann.

Für Spannungsebenen mit Nennspannungen $U_n = 110 \text{ kV}$ liegen nur fünf Werte von Meyer (1931) vor. Roser (1948) beruft sich auf die Erfahrungen der Netzbetreiber und gibt für eine Nennspannung von $U_n = 100 \text{ kV}$ eine Löschgrenze von ca. 100 A an, ohne auf die Ausgangsdaten einzugehen. Poll (1984) führt in Ermangelung gesicherter Werte die Löschkennziffer ein, die die Löschunsicherheit und damit die Brenndauer des Lichtbogens bewertet.

Ein direkter Zusammenhang zwischen Nennspannung und Löschung des Lichtbogens ist jedoch bei derzeitigem Kenntnisstand nicht gesichert abzubilden. Für das 110-kV-Netz sind die angegebenen Werte bei derzeitigem Kenntnisstand nicht seriös zu belegen. Auch unter Berücksichtigung der unzureichenden Kenntnis des Löschverhaltens lässt daher die DIN VDE 0845-6-2 eine Obergrenze von 200 A zu.

Perspektivisch sind zur Beschreibung maximal zulässiger Erdschluss-Restströme I_{Rest} erweiternde Untersuchungen nötig, die insbesondere zulässige Berührungsspannungen aus Sicht der DIN EN 50522 (Erdung von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV) und zulässige Beeinflussungsspannungen von Telekommunikationsanlagen aus Sicht der DIN VDE 0845-6-2 berücksichtigen.

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die dominierende Sternpunktbehandlung in den 110-kV-Netzen Sachsens ist die Resonanz-Sternpunkterdung (RSPE). Der notwendige Netzausbau der 110-kV-Netze führt in den nächsten Jahren zwangsläufig zu einer Erhöhung der kapazitiven Erdschlussströme I_{CE} und damit zu steigenden Erdschluss-Restströmen I_{Rest} . Insbesondere beim Zubau von Kabelanlagen werden deutlich höhere Erdschluss-Restströme I_{Rest} zu erwarten sein.

Mit zunehmendem kapazitivem Erdschlussstrom I_{CE} sinken die Eigenfrequenzen des Netzes. Folge können Reihenresonanz-Stellen in der Nähe charakteristischer Harmonischer der Netzfrequenz sein, die zu hohen Anteilen von Oberschwingungsströmen im Erdschluss-Reststrom I_{Rest} führen können.

In der DIN VDE 0845-6-2 (Maßnahmen bei Beeinflussung von Telekommunikationsanlagen durch Starkstromanlagen, Teil 2: Beeinflussung durch Drehstromanlagen) werden Obergrenzen des Erdschluss-Reststromes für 110-kV-Netze angegeben, die auf wenig

abgesicherten Löschgrenzen beruhen. Diese Löschgrenze wird mit 132 A angegeben. Für vermaschte Netze sind erweiternd Erdschluss-Restströme von 200 A zulässig.

Bei zukünftigem Betrieb von Netzen mit Resonanz-Sternpunktterdung sollte auf den Ansatz einer „Löschgrenze“ zur Beschreibung der induktiven Beeinflussung in 110-kV-Netzen verzichtet werden. Untersuchungen zu physikalisch abgesicherten Werten von Obergrenzen des Erdschluss-Reststromes I_{Rest} sind dazu notwendig. Die Obergrenze des Erdschluss-Reststromes muss vor Allem den Erfordernissen maximal zulässiger Berührungsspannungen genügen (Schmidt et al. 2014).

6 Literaturverzeichnis

Energietechnische Gesellschaft (ETG) (2012): *ETG-FACHBERICHT 132. Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)*.

Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH.

Frowein, K.; Schmidt U.; Schegner P. (2014): *Einfluss einer Erhöhung des Kabelanteils im 110-kV-Netz auf den Erdschluss-Reststrom*. ETG-Fachtagung, STE 2014 - Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Nürnberg.

Meyer G. (1931): *Die Brenndauer von Erdschluss-Lichtbögen in kompensierten Netzen*. Elektrotechnische Zeitschrift, Band 52.

Poll J. (1984): *Löschung von Erdschlusslichtbögen*; Elektrizitätswirtschaft, Jg. 83.

Roser H. (1948): *Die technischen Probleme der Drehstrom-Übertragung mit 400 kV*. Elektrotechnische Zeitschrift, Band 69.

Schmidt, U.; Schegner, P.; Fickert, L.; Druml, G. (2014): *Bedeutung der „Löschgrenze“ für die Resonanz-Sternpunktterdung*. ETG-Fachtagung, STE 2014 - Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Nürnberg.

Schmidt U.; Schegner P. (2014): *Einfluss des Fehlerortes auf den Erdschluss-Reststrom bei Resonanz-Sternpunktterdung im 110-kV-Netz*. ETG-Fachtagung, STE 2014 - Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH), Nürnberg.

Grundlagen der Detektierbarkeit und Detektionsverfahren von Inselnetzen

Sebastian Palm

Sebastian Palm hat 2013 sein Studium an der TU Dresden als Diplom-Ingenieur abgeschlossen. Seit Mai 2013 arbeitet er an der Professur für Elektroenergieversorgung der TU Dresden als wissenschaftlicher Mitarbeiter in der Arbeitsgruppe Schutz- und Leittechnik. Sein Forschungsschwerpunkt ist die Detektion von elektrischen Inselnetzen und deren schutztechnische Behandlung.

1 Einführung

Der zunehmende Anteil an dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen (DEA) kann in den elektrischen Netzen der Mittel- und Niederspannung zu dem Phänomen der ungewollten elektrischen Inselnetzbildung führen. Ein Inselnetz beschreibt dabei den Systemzustand, in dem ein Teil des elektrischen Netzes, welcher sowohl Erzeuger als auch Verbraucher enthält, vom Rest des transeuropäischen Verbundnetzes getrennt wird und die in diesem Teilnetz angeschlossenen Verbraucher weiter mit elektrischer Energie versorgt. Dieser Fall kann beispielsweise bei betrieblichen Abschaltungen oder Fehlern im vorgelagerten Netz auftreten. Dabei befinden sich in dem Inselnetz zumeist nur dezentrale Energieerzeugungsanlagen, die keine Regelung für Spannung und Frequenz besitzen.

Die Entstehung von Inselnetzen ist im normalen Netzbetrieb heute unerwünscht, da von diesen einige Probleme und sogar Gefahren ausgehen:

- Die Spannung und Frequenz können nicht vom Netzbetreiber kontrolliert und beeinflusst werden.
- Die Spannungsfreiheit nach einer Freischaltung ist nicht gewährleistet.
- Die Erfolgswahrscheinlichkeit der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) wird reduziert, da die Lichtbogenlöschung im Inselnetz durch weitere Speisung des Fehlers behindert wird.
- Die Haftung für entstandene Schäden (z.B. durch asynchrones Zuschalten) durch den Inselnetzbetrieb muss geklärt werden.

- Die Einhaltung der Schritt- und Berührungsspannung bei einpoligen Fehlern ist unter Umständen nicht gewährleistet.
- Im Inselnetz ist die Fehlerklärung nicht oder nur unselektiv möglich.

2 Methoden für die Detektion von unbeabsichtigten Inselnetzen

In jeder dezentralen Erzeugungsanlage muss in Deutschland nach den Technischen Richtlinien für Nieder- und Mittelspannung (VDE 2011, BDEW 2008) eine Entkuppelungseinrichtung mit Spannungs- und Frequenzschutz implementiert werden, die unter anderem eine Inselnetzbildung erkennen und eine Abschaltung der Erzeugeranlage durchführen soll. Da die beiden Größen Spannung und Frequenz jedoch nicht in allen Fällen ausreichend sind, um eine elektrische Insel zu detektieren, wurden in der Vergangenheit zahlreiche weitere Verfahren entwickelt. Die Methoden lassen sich, wie in Abbildung 1 dargestellt, in aktive und passive Methoden untergliedern. Bei den aktiven Methoden wird versucht durch periodische Veränderungen von Netz- oder Einspeiseparametern eine Destabilisierung der eventuell vorhanden elektrischen Insel zu erreichen.

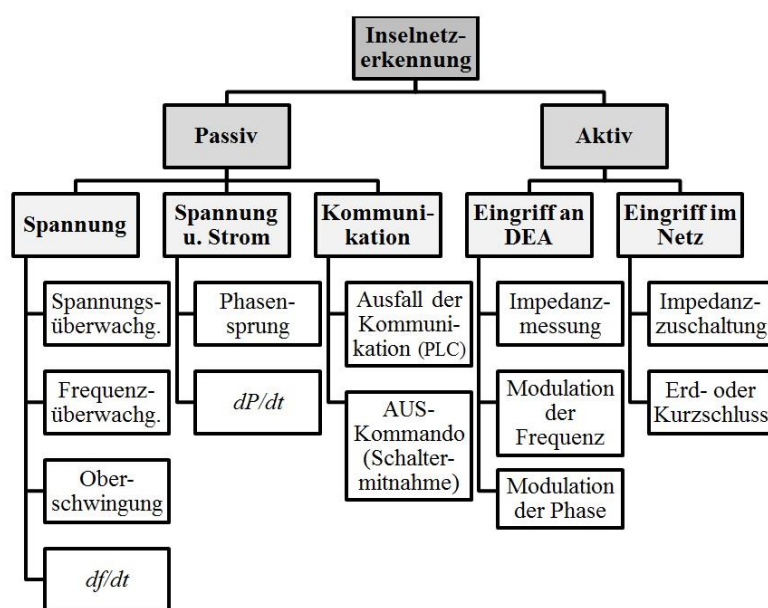


Abbildung 1: Gliederung der Detektionsverfahren

An die Methoden zur Detektion von Inselnetzen werden unterschiedliche Anforderungen gestellt, um einen optimalen Betrieb zu erreichen (Ropp et al. 1999, 2000; IEA PVPS 2002; Econnect 2001). Diese Anforderungen sind insbesondere:

- Erkennen und Abschalten von Inselnetzen unter realen Netzbedingungen (verschiedene Netztopologien, Einspeiserarten, Lastarten,...)
- Geringe bis keine Beeinflussung der Spannungsqualität und Stabilität des Netzes
- Niedrige Kosten

Eine Übersicht über verschiedene Methoden der Inselnetzerkennung ist in Tabelle 1 dargestellt. Die wesentlichen Vor- und Nachteile werden dort kurz zusammengefasst.

Tabelle 1: Übersicht über Vor- und Nachteile der vorgestellten Detektionsverfahren

			unabhängig von Anzahl an DEA	Beeinflussung Spannungsqualität bzw. Stabilität	Beeinflussung durch andere BM	Reaktionszeit	NDZ	Festlegung Grenzwert	Kosten
Passiv	Spannung	Spannungs- und Frequenz-überwachung	ja	keine	keine	lang	groß	leicht	gering
		Oberschwingungsgehalt	nein	keine	möglich	mittel	gering	schwer	gering
		Frequenzgradient df/dt	nein	keine	möglich	mittel	gering	schwer	gering
	Spannung und Strom	Phasen- oder Vektorsprung	nein	keine	möglich	kurz	gering	schwer	gering
		Wirkleistungsgradient dP/dt	nein	keine	möglich	mittel	gering	schwer	gering
	Kommunikation	Ausfall der Kommunikation (PLC)	ja	keine	keine	kurz	keine	unnötig	hoch
		AUS-Kommando (Schaltermitnahme)	ja	keine	keine	kurz	keine	unnötig	hoch
Aktiv	Eingriff an DEA	Impedanzmessung	nein	ja	möglich	mittel	gering	mittel	gering
		Modulation der Frequenz	ja	ja	möglich	kurz	sehr gering	unnötig	gering
		Modulation der Phase	ja	gering	möglich	kurz	sehr gering	unnötig	gering
	Eingriff im Netz	Zu- oder Abschalten einer Impedanz	ja	keine	keine	mittel	sehr gering	unnötig	hoch
		Einlegen eines Erd- oder Kurzschlusses	ja	keine	keine	kurz	sehr gering	unnötig	hoch

3 Analytische Grundlagen

3.1 Verwendete Modellschaltung

Für die Untersuchung der Vorgänge in unbeabsichtigten Inselnetzen wurde die vereinfachte Modellanordnung in Abbildung 2 verwendet. Dieses Beispielnetz besteht aus einer Sammelschiene, an der eine dezentrale Erzeugungsanlage angeschlossen ist. Als DEA wurden bei den Untersuchungen drei unterschiedliche Typen betrachtet. Diese unterscheiden sich durch die Art des Anschlusses an das elektrische Netz:

- Anschluss über Umrichter →PCV (Power Converter)
- Direkt angeschlossene Synchrongeneratoren →SYN (Synchrongenerator)
- Direkt angeschlossene Asynchrongeneratoren →ASYN (Asynchrongenerator)

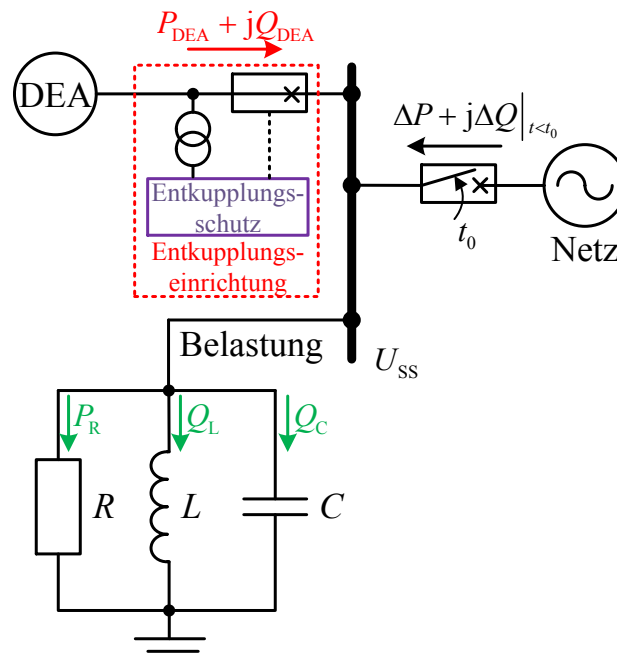


Abbildung 2: Vereinfachtes Modellnetz zur Untersuchung der Inselnetzbildung

Als Belastung für dieses Teilnetz wurde eine Parallelschaltung aus einem Widerstand, einer Induktivität und einer Kapazität gewählt. Diese Schaltung ergibt einen Parallelresonanzkreis, in dem sich die Gesamt-Blindleistung bei Eintreten der Resonanzfrequenz nach Gl. (1) zu Null ergibt.

$$f_{\text{res}} = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{C \cdot L}} \quad (1)$$

Durch dieses Verhalten wird die Bildung einer stabilen Insel unterstützt, da in dieser Anordnung je nach Frequenz induktive oder kapazitive Blindleistung bereitgestellt oder verbraucht werden kann. Außerdem verändert sich der Bezug von Wirkleistung mit dem Betrag der Spannung. Deswegen wird diese Belastung auch als schwierigster Fall für eine Inseldetektion (*worst case*) angenommen und dient als Grundlage für weitere Untersuchungen. Das ebenfalls an der Sammelschiene angeschlossene vorgelagerte Netz wird zum Zeitpunkt $t = t_0$ getrennt, sodass ab t_0 eine elektrische Insel entsteht.

Eine Insel wird als stabil gewertet, wenn sie länger als 60 s bestehen bleibt (IEA PVPS 2002). Im Bereich zwischen 5 und 60 s zählt sie als quasistabil und bei einer Dauer unter 5 s als instabil. In den Untersuchungen hat sich gezeigt, dass sich durch die Vorgänge in den ersten 5 s bereits entscheidet, ob eine Insel stabil bleibt. In den meisten Fällen wird daher eine quasistabile Insel in eine stabile Insel übergehen. Auch nach dem in der DIN EN 62116 (VDE 2012) vorgestellten Prüfverfahren müssen Inseln nach spätestens 5 s abgeschaltet werden.

3.2 Nichtdetektierbare Zone

Jedes Detektionsverfahren hat eine sogenannte „Non-Detection-Zone“ (NDZ). Diese „Nichtdetektierbare Zone“ entsteht dadurch, dass es bestimmte Kombinationen aus Erzeugern und Verbrauchern gibt, bei denen, wie in Abbildung 3 zu sehen ist, die auftretenden Spannungs- und Frequenzänderungen zu klein sind und eine entstandene Insel nicht erkannt werden kann. Dies wäre beispielsweise für den Fall $\Delta P \approx 0$ und $\Delta Q \approx 0$ möglich. Die Form und Größe der NDZ ist vom Detektionsverfahren, der Netztopologie sowie angeschlossenen Einspeisern und Verbrauchern abhängig.

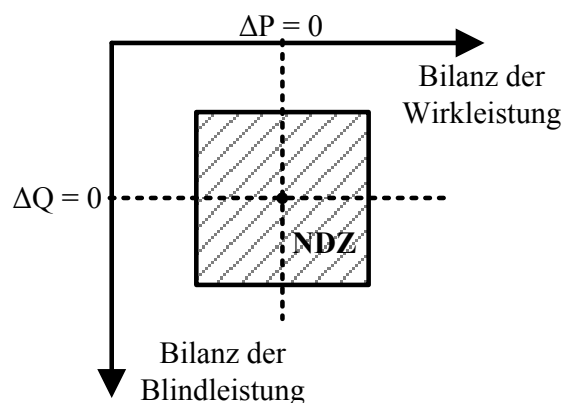


Abbildung 3: Schematische Darstellung einer NDZ

3.3 Analytische Berechnungsgleichungen

Für das Beispielnetz aus Abbildung 2 können die sich einstellenden Werte für Spannung und Frequenz berechnet werden, indem man mit den Gln. (2) und (3) für die Leistungsbilanz ansetzt.

$$\Delta P = P_{\text{DEA}}(U_{\text{SS}}, f) - P_{\text{R}}(U_{\text{SS}}) \quad (2)$$

$$\Delta Q = Q_{\text{DEA}}(U_{\text{SS}}, f) - Q_{\text{L}}(U_{\text{SS}}, f) + Q_{\text{C}}(U_{\text{SS}}, f) \quad (3)$$

Aufgrund der Parallelschaltung der Lasten können die einzelnen Wirk- und Blindleistungsanteile durch die Gln. (4) bis (6) beschrieben werden.

$$P_{\text{R}} = \frac{U_{\text{SS}}^2}{R} \quad (4)$$

$$Q_{\text{L}} = \frac{U_{\text{SS}}^2}{2\pi f \cdot L} \quad (5)$$

$$Q_{\text{C}} = U_{\text{SS}}^2 \cdot 2\pi f \cdot C \quad (6)$$

Da nach der Trennung des vorgelagerten Netzes zum Zeitpunkt $t = t_0$ keine Leistung ΔP und ΔQ mit dem Rest des Netzes ausgetauscht werden kann, werden diese Anteile zu Null und die Leistungsbilanzen müssen sich über die Änderung von Spannung und Frequenz einstellen. Es ergeben sich somit aus den Leistungsbilanzen die Gln. (7) und (8)

$$U_{\text{SS}} = \sqrt{P_{\text{DEA}}(U_{\text{SS}}, f) \cdot R} \quad (7)$$

$$f = -\frac{Q_{\text{DEA}}(U_{\text{SS}}, f)}{4\pi \cdot U_{\text{SS}}^2 \cdot C} + \frac{1}{2\pi} \cdot \sqrt{\frac{Q_{\text{DEA}}(U_{\text{SS}}, f)^2}{4 \cdot U_{\text{SS}}^4 \cdot C} + \frac{1}{C \cdot L}} \quad (8)$$

Für diese Netzkonfiguration zeigt sich, dass der Ausgleich der Wirkleistung im Wesentlichen über eine Änderung der Spannung erfolgt, da die ohmsche Last beispielsweise bei einer größeren Spannung mehr Leistung aufnehmen kann. Während bei einem Umrichter die eingespeiste Leistung durch die Regelung konstant gehalten wird, wirkt sich eine Veränderung der Frequenz in gewissem Maße auf die Einspeisung von direkt an das Netz angeschlossenen Generatoren aus. Mit der Annahme einer konstanten Turbinenleistung und einem Betrieb ohne Spannungs- oder Frequenzregelung wird ein

nicht konstanter Anteil der Turbinenleistung als Wirkleistung an das Netz abgegeben, da sich die Reibungsverluste abhängig von der Frequenz und die Kupferverluste abhängig vom Laststrom ändern können. Die Berechnung über Gl. (7) muss dann iterativ erfolgen.

Da sich die Spannung so einstellen muss, dass die Wirkleistungsbilanz ausgeglichen ist, kann die Blindleistungsbilanz nur durch eine Änderung der Frequenz angepasst werden. Über den Zusammenhang in Gl. (8) kann die Frequenz im Inselnetz bestimmt werden. Während Umrichter die eingespeiste Blindleistung konstant halten, ist diese bei direkt angeschlossenen Generatoren mit den getroffenen Annahmen wiederum von Spannung und Frequenz abhängig und es muss eine iterative Berechnung erfolgen. Für den Fall einer vernachlässigbaren Blindleistungseinspeisung der DEA ($Q_{\text{DEA}} \approx 0$) ergibt sich als resultierende Frequenz im Inselnetz erwartungsgemäß die Resonanzfrequenz nach Gl. (1).

In den meisten Fällen werden durch diese Veränderung von Spannung und Frequenz die Grenzen des Entkuppelungsschutzes überschritten und die DEA wird von dem Inselnetz getrennt, sodass die Spannung einbricht und der Inselnetzzustand beendet ist. Wenn jedoch beispielsweise am Anschlusspunkt zum übergeordneten Netz die Leistungsbilanzen von Wirk- und Blindleistung annähernd ausgeglichen sind ($\Delta P \approx 0$ und $\Delta Q \approx 0$), dann können Spannungsbetrag und die Frequenz mitunter stabil innerhalb der Einstellungen der Entkuppelungseinrichtung verbleiben und sich ein stabiles Inselnetz einstellen. Allerdings gibt es auch Situationen, in denen beide Leistungsbilanzen sehr große Differenzen aufweisen und sich dennoch ein stabiles Inselnetz bilden kann. Aufgrund der komplexeren Zusammenhänge, die sich durch die Integration von verschiedenen Regelungen und Lastarten ergeben, wurde dabei ein Übergang von der analytischen Berechnung zur Simulation notwendig. Auch die Berücksichtigung von transienten Ausgleichsvorgängen wird dadurch möglich.

4 Simulation

Die Simulationen wurden mit dem Programm *PowerFactory* von *DigSILENT* durchgeführt. Die einzelnen Komponenten wurden wie in Abbildung 2 miteinander verschaltet.

4.1 Einstellungen des Entkuppelungsschutzes

In dem Simulationsmodell wurde der Entkuppelungsschutz, der für jede DEA gefordert wird, durch den Einsatz einer Spannungs- und Frequenzüberwachung umgesetzt. Die dafür

verwendeten Parameter werden in Tabelle 2 aufgeführt. Es wurden dabei die empfohlenen Einstellungen nach den Technischen Richtlinien verwendet (VDE 2011, BDEW 2008).

Tabelle 2: Einstellparameter des Entkopplungsschutzes

$f >$	51,5 Hz
$f <$	47,5 Hz
$U >$	$1,15 \cdot U_n$
$U <$	$0,80 \cdot U_n$

Darüber hinaus wurden keine weiteren Methoden zur Detektion von Inselnetzen umgesetzt, damit die Vorgänge innerhalb der sich einstellenden Inselnetze unbeeinflusst betrachtet werden können.

4.2 Frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion

Um einem Ansteigen der Frequenz im Verbundbetrieb des elektrischen Netzes entgegen wirken zu können, müssen alle regelbaren DEA ihre Wirkleistungsabgabe reduzieren können. Ab 50,2 Hz wird innerhalb der Grenzen $50,2 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ eine Reduktion der abgegebenen Leistung um $0,4 \cdot P_M/\text{Hz}$ nach Gl. (9) gefordert. In Abhängigkeit von der momentan verfügbaren Leistung P_M (wobei der Index M auf die zum Zeitpunkt der Frequenzüberschreitung verfügbare momentane Wirkleistung hinweist) und der Frequenz f wird somit die notwendige Leistungsreduktion ΔP berechnet. Erst bei Absinken der Frequenz auf $f \leq 50,05 \text{ Hz}$ ist eine erneute Anhebung der Leistungsabgabe über P_M zulässig.

$$\Delta P = 20 \cdot P_M \cdot \frac{50,2 - f/\text{Hz}}{50} \quad (9)$$

Die Wirkleistungsreduktion wurde in den Simulationsmodellen der DEA mit implementiert, wurde jedoch nur in den Fällen aktiviert, in denen die $P(f)$ -Vorgabe explizit erwähnt wird.

5 Bildung von Inselnetzen mit verschiedenen Netzkonfigurationen

Für unterschiedliche Kombinationen aus DEA und Verbrauchern wurden mit diesen Einstellungen Simulationen durchgeführt, deren Ergebnisse im Folgenden präsentiert werden.

5.1 Einspeisung über Umrichter auf eine Parallelschaltung aus Widerstand, Induktivität und Kapazität

In Abbildung 4(a) ist die NDZ dargestellt, die sich bei einer reinen Wirkleistungseinspeisung des Umrichters ($\cos \varphi = 1$) auf eine RLC-Last einstellt. An der Abszisse (siehe Gl. (10)) ist aufgetragen wie viel Prozent der eingespeisten Wirkleistung vor dem Eintritt des Inselnetzes von der ohmschen Last abgenommen wurde. An der Ordinate (siehe Gl. (11)) ist dargestellt wie viel Prozent der von der Induktivität benötigten Blindleistung vor der Inselbildung von der Kapazität zur Verfügung gestellt wurde.

$$\text{Abszisse} = \frac{P_R}{P_{\text{DEA}}} \cdot 100\% \quad (10)$$

$$\text{Ordinate} = \frac{Q_C}{Q_L} \cdot 100\% \quad (11)$$

Jedes farbige Kästchen hat etwa eine Kantenlänge von $\approx 1\%$ der Wirk- bzw. Blindleistung und stellt das Ergebnis einer einzelnen Simulation dar (insgesamt ≈ 14.000). Die Farbe gibt dabei an, durch welche Schutzfunktion die Insel abgeschaltet wird. Die roten Kästchen markieren alle Simulationen, in denen die Insel nicht erfolgreich abgeschaltet werden kann. In diesen Fällen bleibt das System trotz fehlender Verbindung zum vorgelagerten Netz weiterhin stabil. Die Gesamtheit der nicht abgeschalteten Inseln ergibt die zu ermittelnde NDZ.

Es ist zu erkennen, dass alle Fälle, in denen die Last eine nahezu ausgeglichene Blindleistungsbilanz aufweist, nicht vom Frequenzschutz erfasst werden können. Dabei ist der Bereich der nicht durch $f <$ und $f >$ detektierbaren Lastsituation unabhängig von der sich einstellenden Spannung im Inselnetz, da sich die beiden Blindleistungen Q_L und Q_C proportional zur Sammelschienenspannung U_{SS} ändern. Die Frequenz, die sich bei dieser Modellanordnung einstellt, hängt also nur von L_B und C_B ab. Blindleistungsdifferenzen führen in diesem Fall zu einer Änderung der Frequenz. Sollte in dem Netzabschnitt keine Kapazität vorhanden sein, so kann sich die Blindleistungsbilanz nicht über eine Frequenzänderung ausgleichen und es ist generell keine Inselbildung möglich.

Der Bereich der nicht detektierbaren Wirkleistungsdifferenz ist groß, da die Grenzen des Entkupplungsschutzes ($0,8 U_n$ und $1,15 U_n$) relativ große Spannungsabweichungen zulassen. Die Spannungsänderung ist unabhängig von der eingestellten Blindleistung, da sie nur vom ohmschen Widerstand R_B und P_{DEA} abhängt.

5.2 Einspeisung über Umrichter mit ohmsch-induktiver Last und Blindleistungseinspeisung

Für die Bestimmung der NDZ in Abbildung 4(b) wird der in der Praxis häufiger vorkommende Fall einer ohmsch-induktiven Last angenommen. Die notwendige Blindleistung wird dabei vom Umrichter bereitgestellt. Somit verändern sich auch die in der Ordinate aufgetragenen Werte. Es wird nun angegeben, wie viel Prozent der eingespeisten Blindleistung der DEA vor Eintritt des Inselnetzes von der induktiven Last verbraucht wurde, wie in Gl. (12) angegeben wird.

$$\text{Ordinate} = \frac{Q_L}{Q_{DEA}} \cdot 100\% \quad (12)$$

Die NDZ weist nun keine Rechteckform mehr auf, da es bei dieser Anordnung eine gegenseitige Beeinflussung von Spannung und Frequenz gibt. Der Bereich der nicht detektierbaren Wirkleistungsdifferenz von ungefähr 80-175% ist identisch zum Fall in Abbildung 4(a), da sich die Spannung nach Gl. (4) auch in diesem Fall nur durch die Differenz der Wirkleistung ergibt.

Bei Veränderung der Blindleistung Q_L der Last ist signifikant, dass der nicht detektierbare Bereich nun zusätzlich vom Betrag der Spannung im Inselnetz abhängt. Die Ursache dafür ist die konstante und von der Frequenz und der Spannung unabhängige Blindleistungseinspeisung Q_{DEA} . Während sich Q_L mit der Spannung verändert, bleibt Q_{DEA} konstant. So muss sich bei unterschiedlichen Spannungen im Inselnetz auch eine unterschiedliche Frequenz einstellen, damit die Blindleistungsbilanz ausgeglichen ist.

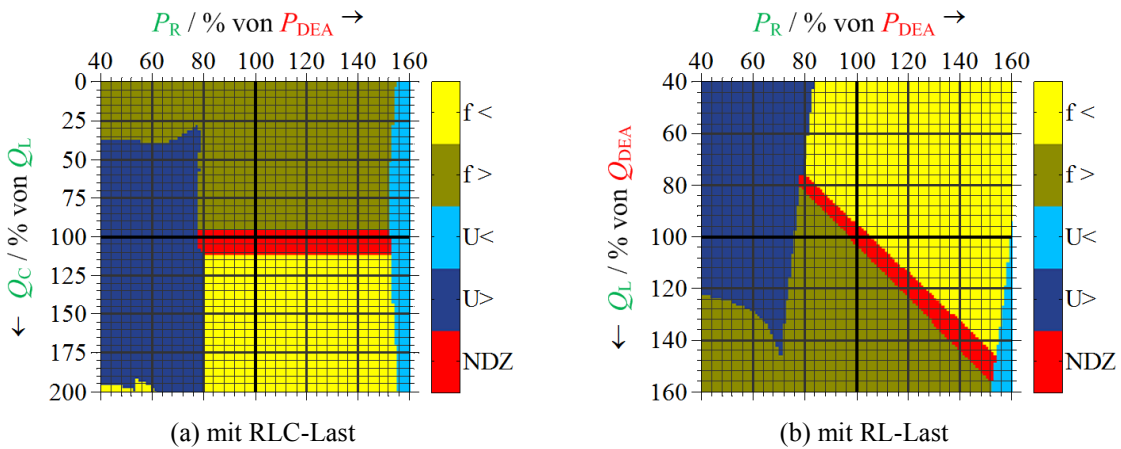


Abbildung 4: NDZ bei PCV

5.3 Einspeisung über Umrichter mit ohmsch-induktiver Last und frequenzabhängiger Wirkleistungsreduktion

Da in der Praxis eine frequenzabhängige Verringerung der Wirkleistung von allen DEA gefordert wird, wurde in diesem Fall die in Abschnitt 4.2 vorgestellte $P(f)$ -Vorgabe aktiviert. Diese dient im normalen Betrieb mit dem Verbundnetz zur Stabilisierung, da eine auftretende Überfrequenz dort ein Hinweis auf einen Überschuss an erzeugter Wirkleistung ist.

Wie sich aus den Simulationsergebnissen in Abbildung 5 ablesen lässt, wird diese Stabilisierung auch in einem unbeabsichtigten Inselnetz erreicht. Die Ursache dafür ist in dieser Netzsituation jedoch ein anderer Zusammenhang. Ist die von der DEA zur Verfügung gestellte kapazitive Blindleistung nicht ausreichend, um den Bedarf der Induktivitäten zu decken, so steigt die Frequenz an. Hierdurch benötigt die Induktivität weniger Blindleistung. Dieser Frequenzanstieg führt beim Überschreiten der 50,2 Hz Grenze zu einer Verringerung der eingespeisten Wirkleistung der DEA. Somit werden elektrische Inseln stabilisiert, in denen vormals ein Überschuss an eingespeister Wirkleistung ($P_B < P_{DEA}$) bestand.

Die Verringerung der Wirkleistungseinspeisung führt über Gl. (7) auch zu einer Verringerung der sich im Inselnetz einstellenden Spannung. Nach Gl. (5) wird damit der Blindleistungsbedarf der Induktivität kleiner, sodass ein Blindleistungsüberschuss ($Q_L > Q_{DEA}$) teilweise ausgeglichen werden kann. Dieser Effekt kann demnach auch in Situationen mit einem Wirkleistungsmangel ($P_B > P_{DEA}$) zu einer Stabilisierung führen.

Für $Q_L \gg Q_{DEA}$ sinkt die Spannung unter die Grenze von $U_{<}$, daher stellt sich für $Q_L > 155\%$ von Q_{DEA} kein stabiles Inselnetz mehr ein.

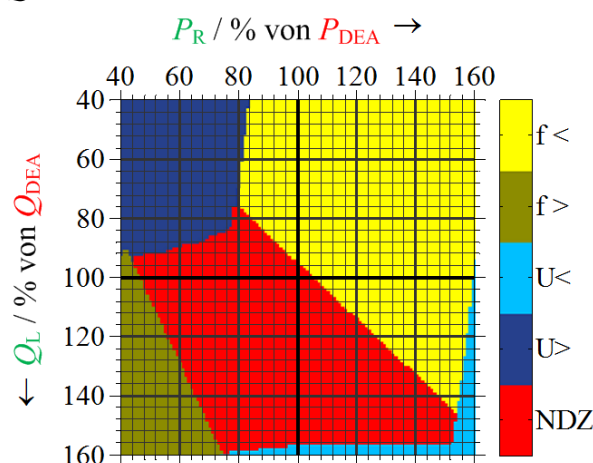


Abbildung 5: NDZ bei PCV mit RL-Last und frequenzabhängiger Wirkleistungsreduktion

5.4 Synchrongenerator mit ohmsch-induktiver Last

Bei diesen Untersuchungen speiste ein Synchrongenerator sowohl Wirk- als auch Blindleistung ein und an der Sammelschiene wurde eine ohmsch-induktive Belastung angeschlossen. Im Gegensatz zur Einspeisung über einen Umrichter sind die sich einstellenden Spannungen und Frequenzen beim Synchrongenerator nicht mehr unabhängig vom Arbeitspunkt des Synchrongenerators vor der Inselnetzbildung.

Aus den in Abbildung 6 dargestellten NDZ ist erkennbar, dass die NDZ bei der geringen Auslastung des Synchrongenerators im Fall (a) wesentlich größer ist, als bei dem Betrieb mit der Nennleistung im zweiten Fall (b). Außerdem wird die Entkopplung in nahezu allen Fällen, in denen sich keine stabile Insel einstellt, von dem Frequenzschutz ausgelöst.

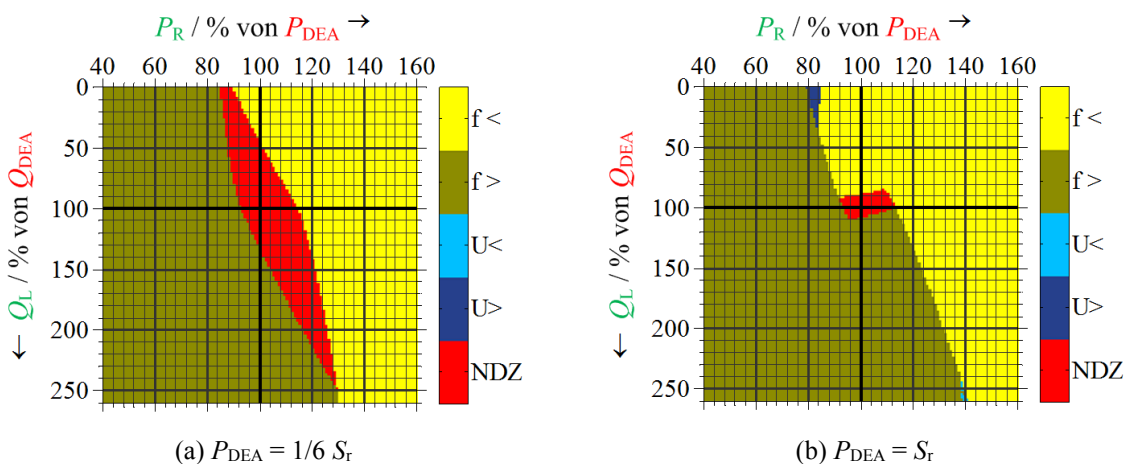


Abbildung 6: NDZ bei SYN mit RL-Last

5.5 Asynchrongenerator mit ohmsch-kapazitiver Last

Die Untersuchungen der Inselnetzbildung bei Asynchrongeneratoren erforderten den Einsatz einer RC-Last, da dieser Typ von Generator selbst einen ständigen Blindleistungsbedarf aufweist, der nur durch eine externe Kapazität zur Verfügung gestellt werden kann. Es zeigte sich in den Untersuchungen, dass auch bei ASYN eine Abhängigkeit vom Betriebspunkt vorhanden ist. Diese ist jedoch wesentlich weniger ausgeprägt als bei SYN, sodass die Darstellung einer beispielhaften NDZ in Abbildung 7 genügt, um die prinzipielle Möglichkeit der Inselnetzbildung in einem Teilnetz mit ASYN nachzuweisen.

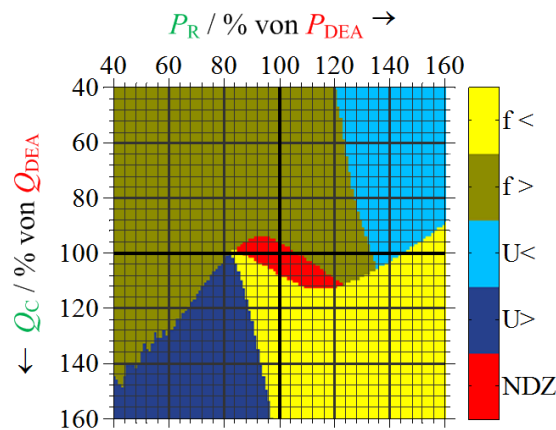


Abbildung 7: NDZ bei ASYN mit RC-Last

6 Zusammenfassung

Die Häufigkeit des Auftretens von Inselnetzen wird durch zunehmenden Anteil von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Zukunft ansteigen. In den Untersuchungen konnte gezeigt werden, dass Inselnetze bei allen Arten von dezentralen Erzeugungsanlagen auftreten können, auch wenn die Regelung der DEA nur auf die Abgabe von konstanter Wirk- und Blindleistung abzielt. Für die unterschiedlichen Arten der DEA ergeben sich allerdings unterschiedliche NDZ. Deren Form und Größe hängt in erheblichem Maße von dem Verhalten der Last in Abhängigkeit von Frequenz und Spannung ab.

Die von den DEA geforderte Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz vergrößert die Wahrscheinlichkeit, dass sich ein stabiles Inselnetz bilden kann, da diese in manchen Fällen zum Ausgleich der Leistungsbilanzen führen kann. Während dieser Effekt im Betrieb mit dem Verbundnetz gewünscht ist, muss er im Falle von unbeabsichtigten Inselnetzen als kritisch eingestuft werden.

Es existieren verschiedene Ansätze zur Detektion von unbeabsichtigten Inselnetzen, bislang gibt es jedoch keine Methode zur Inselnetzdetektion, die uneingeschränkt alle Anforderungen an eine optimale Lösung erfüllt. Vielmehr weist jedes Verfahren individuelle Vor- und Nachteile auf. Verfahren, die Eingriffe in das Netz oder die Nutzung von Kommunikationsverbindungen erfordern, ermöglichen die sicherste Detektion von Inselnetzen, weisen aber die höchsten Kosten auf.

Auch die aktiven Verfahren mit einem Eingriff an der DEA ermöglichen in den meisten Fällen eine sichere Detektion. Aufgrund der immer weiter zunehmenden Durchdringung der Netze mit DEAs wird aber die Beeinflussung der Spannungsqualität und insbesondere der Stabilität der elektrischen Netze im Normalbetrieb zu einem Nachteil dieser Verfahren.

7 Literaturverzeichnis

- BDEW (2008): *Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. s.l.:s.n.
- Econnect (2001): *Assessment of islanded operation of distribution networks and measures for protection*. ETSU K/EL/00235/REP.
- IEA PVPS (2002): *Evaluation of islanding detection methods for photovoltaic utility- interactive power systems*. Report IEA PVPS T5-09 IEA PVPS: Risk analysis of islanding of photovoltaic power systems within low voltage distribution networks.
- Ropp, M.; Begovic, M.; Rohatgi, A. (1999): *Prevention of islanding in grid-connected photovoltaic systems*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications 7(1), S. 39–59.
- Ropp, M.; Begovic, M.; Rohatgi, A.; Kern, G.; Bonn, R.; Gonzalez, S. (2000): *Determining the relative effectiveness of islanding detection methods using phase criteria and nondetection zones*. IEEE Transactions on Energy Conversion 15(3), S. 290–296.
- VDE (2011): *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*.
- VDE (2012): *Prüfverfahren für Maßnahmen zur Verhinderung der Inselbildung für Versorgungsunternehmen in Wechselwirkung mit Photovoltaik-Wechselrichtern*. DIN EN 62116.

Schriften des Lehrstuhls für Energiewirtschaft, TU Dresden

Technische Universität Dresden

Fakultät Wirtschaftswissenschaften

Lehrstuhl für Energiewirtschaft

In der Schriftenreihe sind auf Qucosa®, dem sächsischen Dokumenten- und Publikationsserver, bisher erschienen:

- | | |
|---------------|---|
| Band 1 | Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets
(Friedrich Kunz, 2013)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-108793 |
| Band 2 | Der Stromausfall in München - Einfluss auf Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit und auf die Akzeptanz Erneuerbarer Energien
(Daniel K. J. Schubert, Thomas Meyer, Alexander von Selasinsky, Adriane Schmidt, Sebastian Thuß, Niels Erdmann und Mark Erndt, 2013)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-117777 |
| Band 3 | Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland
(Fabian Hinz, Daniel Iglhaut, Tobias Frevel, Dominik Möst, 2014)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-141381 |
| Band 4 | Potenziale der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Ressourcen im Freistaat Sachsen
(Hannes Hobbie, Vera Schippers, Michael Zipf, Dominik Möst, 2014)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-153350 |
| Band 5 | Energiewende Sachsen – Aktuelle Herausforderungen und Lösungsansätze, Beiträge der Abschlusskonferenz des ENERSAX-Projektes
(Dominik Möst und Peter Schegner, 2014)
http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:14-qucosa-156464 |



Kurzfassung

Die Bundesregierung plant im Rahmen der Energiewende den Anteil von erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland von heute rund 25 % auf 80 % bis zum Jahr 2050 auszubauen. Damit stehen auch dem Stromsektor in Sachsen grundlegende Veränderungen bevor. Derzeit leistet im Freistaat Sachsen die Braunkohle den größten Beitrag zur Elektrizitätsbereitstellung. Mit dem zunehmenden Ausbau an erneuerbaren Energien steigt der Anteil dargebotsabhängiger Energieträger. Daraus resultieren technische und wirtschaftliche Herausforderungen für das bestehende Energiesystem, wie z.B. die künftige Bereitstellung von Systemdienstleistungen.

Mit diesen und weiteren Fragestellungen zur Transformation des Elektrizitätssystems haben sich Nachwuchswissenschaftler der TU Dresden in den vergangenen zwei Jahren im Rahmen des vom Europäischen Sozialfonds – ESF geförderten Projekts EnerSAX auseinander gesetzt. Neben der Erstellung einer Potenzialanalyse für Sachsen wurden sowohl technische Fragestellungen, wie z.B. die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien auf die Übertragungs-, Verteilungs- und Niederspannungsnetze, als auch ökonomische Fragestellungen, wie z.B. die künftige Ausgestaltung der Regelenergiemärkte, untersucht.

Durch die Zusammenarbeit der Nachwuchsforscher aus den Bereichen der Elektrotechnik und Energiewirtschaft konnten so integrierte Lösungsansätze zur Ausgestaltung einer weitgehend auf erneuerbaren Energien beruhenden Energieversorgung mit dem Fokus auf Sachsen im transnationalen Kontext erarbeitet werden. Die wesentlichen Ergebnisse aus dem Projekt werden in diesem Buch vorgestellt.